



## Die Peak-Oil-Theorie: Eine Metapher für Zukunftsangst

**Redner:** Dr. Michael Daly

**Veranstaltungstermin:** 10.9.2007

**Ort:** 200-Jahr-Feier der Geological Society, London

**Titel:** Vizepräsident, Exploration & Long Term Renewal, BP Group

*Maßgeblich ist der Wortlaut des englischen Originals*

Sehr geehrter Herr Vorsitzender, meine Damen und Herren. Ich fühle mich sehr geehrt über Ihre Einladung zu dieser 200-Jahr-Feier der Geological Society, insbesondere zu einem derart wichtigen Thema wie der Zukunft des Öls.

Man hatte mich gebeten, über die Zukunft der Ölversorgung nach dem Peak Oil, dem Gipfel der Erdölproduktion, zu referieren. Das allerdings ist eine These, die ich so nicht unterschreiben kann. Für mich sind rückläufige Erdölreserven keine zwingende Tatsache, zumindest nicht aufgrund einer fundamentalen Ressourcenverknappung.

Nach meinem heutigen Wissen ist der Gipfel der weltweiten Ölproduktion noch lange nicht erreicht. Eher werden wir einen Höhepunkt bei der Nachfrage erleben.

Da ich in meinem Beruf ständig auf der Suche nach neuen Feldern bin und Verhandlungen um Zugang zu neuen Explorationsgebieten führe, sehe ich die Dinge anders.

In unserer Welt wartet noch immer eine Fülle von Ressourcen auf ihre Entdeckung und Erschließung. Ob Geologie oder Ressourcen, Technologien oder Möglichkeiten – Grenzen kann ich hier keine erkennen. All diese Herausforderungen lassen sich mithilfe fundierter Wissenschaft, hervorragender Mitarbeiter und neuer Technologien bewältigen.

Eine eventuelle Begrenzung ist aus meiner Sicht vor allem auf einen Faktor zurückzuführen: die Politik. Einige Länder zögern, ausländischen Unternehmen Zugriff auf ihre Ressourcen zu gestatten, andere nutzen Öl als Druckmittel für ihre nationalistische Politik. Diese Abgrenzung verhindert den freien Fluss von Investitionen – und bedroht damit auch unsere zukünftige Energieversorgung.

Für unsere Branche ist diese Abgrenzung der wichtigste Grund zur Besorgnis; daher auch mein Vortragstitel, der darauf anspielt, dass der aktuelle „Rummel“ um rückläufige Erdölreserven eigentlich nur eine Metapher ist. Und zwar für eine viel tiefer greifende Angst der westlichen Welt vor einem Verlust der Energiesicherheit, geschürt durch Politik und die Furcht vor dem Klimawandel, und nicht durch tatsächliche geologische Grenzen oder schwindende Ressourcen.

Aufgrund der hohen und volatilen Preise der letzten Jahre ist Energiesicherheit ein wichtiges Thema geworden. Heutzutage steht die unaufhaltsam wachsende Nachfrage einer sinkenden Angebotsvielfalt gegenüber, während wir uns gleichzeitig mit einer immer stärkeren Politisierung der bestehenden Öl- und Gasvorräte konfrontiert sehen.

Wenn wir unsere Energieversorgung nicht besser absichern, könnte die gesamte Weltwirtschaft Schaden nehmen und dies wiederum eine Einschränkung unseres Lebensstils bedeuten. Einige fürchten sogar, dass dies letztendlich zu Ausschreitungen und Konflikten führen könnte.

Als Geowissenschaftler können wir zu einer besseren Energiesicherheit beitragen, insbesondere durch Diversifizierung des Angebots. Anders gesagt – je mehr unterschiedliche Energiequellen wir auf tun und erschließen, desto leichter lassen sich Ersatz und Alternativen beschaffen, falls eine wichtige Quelle einmal ausfallen sollte.

Konkret haben wir hier mehrere Möglichkeiten. Wir können Technologien zur effizienteren Ausbeutung bestehender oder unkonventioneller Reservoirs entwickeln und mithilfe intelligenter Geowissenschaft, neuer Technologien und diplomatischen Fingerspitzengefühls neue Explorationsgebiete erschließen.

Dieses Spektrum an Möglichkeiten ist Thema meines heutigen Vortrags – wie die stetig wachsende Nachfrage über eine zukünftige Diversifizierung des Angebots befriedigt werden kann.

Im Rahmen meiner Ausführungen werde ich mögliche Versorgungsszenarien aus unterschiedlichen Quellen anreißen und Sie hoffentlich davon überzeugen, dass unser Problem nicht in Geologie und Ressourcen wurzelt, sondern in der Politik. Um diese politische Spannung zu entschärfen, benötigen wir eine möglichst große Versorgungsvielfalt.

An dieser Stelle möchte ich mich bei CERA bedanken, da das folgende Szenario auf ihrem ursprünglichen Produktionsprofil aufbaut.

### **Ölnachfrage im Kontext**

Während meines bisherigen Lebens hat sich die Weltbevölkerung verdoppelt, von etwa 3 Milliarden auf mehr als 6 Milliarden Menschen. Und laut Prognosen wird dieses Wachstum auch in Zukunft weiter fortschreiten. Im gleichen Zeitraum hat sich der weltweite Energieverbrauch mehr als verdreifacht – von 3,1 Milliarden Tonnen Öläquivalent pro Jahr auf ganze 10 Milliarden pro Jahr.

Hauptfaktor für den Verbrauchsanstieg sind Transport und Verkehr, da immer mehr Menschen in Entwicklungs- und Schwellenländern zum ersten Mal ein Auto kaufen. In allen weiteren Einsatzbereichen, in denen Substitution durch eine andere Energiequelle möglich wäre – wie Stromerzeugung, Kochen und Heizung – sinkt die Nachfrage bei steigenden Preisen.

### **Die heutige Ölbranche**

Heute, im Jahr 2007, fördert und verarbeitet die globale Ölindustrie mehr Rohöl als je zuvor – etwa 85 Millionen Barrel pro Tag oder 32 Milliarden Barrel pro Jahr. Und dieser Prozess ist wesentlich sicherer als je zuvor. Darauf bin ich sehr stolz. Ich halte es für einen große Errungenschaft der Menschheit.

Bisher wurden etwa 7 Billionen Barrel (Tbbl) konventioneller Ölreserven nachgewiesen. Davon haben wir bisher etwa 1 Tbbl verbraucht. Laut unserer Analysen kann die Branche ein weiteres Tbbl als Reserven verbuchen.

Die Verteilung dieser Reserven macht jedoch sofort das Standortproblem deutlich. Etwa 80 Prozent aller konventionellen Reserven befinden sich in nur drei Regionen – der ehemaligen Sowjetunion, Westafrika und natürlich dem Nahen Osten. Und diese Ressourcen werden größtenteils von mächtigen, staatlichen nationalen Ölkonzernen (NOCs) kontrolliert.

Im Vergleich mit Westeuropa oder den USA sind keine dieser großen Ölproduzenten nennenswerte Ölkonsumenten. Diese fundamentale geografische und politische Trennung von Angebot und Nachfrage ist der Hauptgrund für die strategische Bedeutung von Öl und seine Fähigkeit, Angst und Besorgnis hervorzurufen.

75 Prozent dieser Reserven sind kaum öffentlich dokumentiert, besonders im Vergleich zu den präzisen, geprüften Geschäftsberichten, die von internationalen Ölkonzernen wie BP verlangt werden. Natürlich sind die meisten der NOCs, die diese Reserven kontrollieren, außerordentlich kompetent und investieren in ihre Zukunft.

Die bestehende Reservebasis, also die Ressourcen, über die wir einigermaßen gut unterrichtet sind, dient als Ausgangspunkt für mein Ölproduktionsprofil des 21. Jahrhunderts. Es zeigt eine Prognose des Rückgangs der aktuellen Ölreserven von durchschnittlich 4,5 Prozent durch eine jährliche kontrollierte Förderung, sowie eine Prognose der Flüssigerdgasproduktion.

Die Aussichten, dass diese Prognosen tatsächlich eintreffen, sind hoch. Die entsprechenden Felder sind bekannt, die Infrastruktur ist größtenteils schon vorhanden und die nötigen Investitionen werden nachweislich getätigt.

Trotzdem bieten diese schon bekannten Felder wesentlich mehr Potenzial als die veröffentlichten Reserven. Eine Tatsache, die für Branchenfremde oft überraschend kommt. Ein Anstieg der Reserven

- oder die Erschließung zusätzlicher Reserven und Produktionserträge aus bestehenden Ressourcen
- ist bekanntermaßen in allen Feldern zu verzeichnen und besonders in großen Feldern von Bedeutung.

### **Erweiterung der Reserven**

Bestehende Reserven lassen sich über zwei unterschiedliche Maßnahmen erweitern:

- Aufwertung von Feldern über bessere Ressourcenidentifizierung; oder
- erhöhte Ausbeute dank fortschrittlicher Fördermethoden (Enhanced Oil Recovery oder EOR)

Dabei möchte ich gern auf zwei Beispiele des BP Portfolios eingehen, bei denen ein derartiges Wachstum erzielt werden konnte: Cerro Dragon in Argentinien und Prudhoe Bay in Alaska.

Argentinien: Die Neukartierung des Cerro-Dragon-Felds auf Basis neuer seismischer 3D-Messungen hat das Volumen dieses riesigen Feldes deutlich erweitert und lieferte so die nötige Basis für die Einführung eines umfangreichen Waterflood-Projekts.

Diese Aufwertung, gefolgt von grundlegenden sekundären Fördertechniken und Kontrollen, sorgte im Laufe der vergangenen 5 bis 6 Jahre für eine Verdreifachung der Reserven und eine Verdopplung der Produktion.

Dies ist sicherlich kein einfacher Weg, könnte bei richtiger Anwendung aber bald zum Alltag gehören.

Prudhoe Bay Alaska: Seismische 3D-Messungen sorgten dank besserer Darstellungsmöglichkeiten für einen leichten Anstieg der vorhandenen Ölreserven. Den größten Zuwachs verdanken wir jedoch EOR und der entsprechend verbesserten Ausbeute.

Ursprünglich wurden die Reserven auf etwa 25 Milliarden Barrel veranschlagt. Im Rahmen der Produktion konnten wertvolle Erkenntnisse über Verhalten und Eigenschaften von Flüssigkeiten gewonnen werden. Auf dieser Basis haben wir einige frühe EOR-Projekte eingeführt, um die höchstmögliche Ausbeute noch weiter zu erhöhen.

- Eine bessere Nutzung der Wasser führenden Schichten bescherte uns erste Produktionssteigerungen.
- Später sorgte ein weitreichendes Infill-Drilling- und Waterflood-Programm für weitere 5 Prozent Zuwachs oder 1,2 Milliarden Barrel.
- Schließlich erhöhen mischbare Gas-Rückspritzung, CO<sub>2</sub>-Injektion und Gasexpansion die erwartete Ausbeute auf mehr als 60 Prozent.
- Und dies ist noch lange nicht das Ende.

Aus der Heterogenität des Reservoirs ergibt sich ein komplexes Feld, in dem konstant produziert wird. Momentan konzentrieren wir uns auf das noch im Boden verbliebene Öl, während gleichzeitig sekundäre Reservoirs erschlossen werden.

Zur genauen Feldbestimmung hat BP eines der weltgrößten geologischen Modelle erstellt, das u. a. 1900 Verwerfungen, 24 Schichten und mehr als 2000 Quellen beinhaltet – eine umfangreiche Aufgabe, bei deren Umsetzung diverse neue Technologien entwickelt wurden.

Zu den neuen EOR-Projekten, die im Rahmen dieser Reservoirerschließung vorangetrieben werden, zählen:

- die Einspritzung peripheren Wassers und mischbarer Gase zur Verbesserung der Ausbeute
- Polymere zur Verschlüßung hochdurchlässiger Zonen und Verringerung des Gas- und Wasser-Conings
- der Einsatz salzarmen Wassers zur Verbesserung der Ausbeute
- Gas-Handling-Expansion und Wasser-zu-Gas-Cap zur Aufrechterhaltung des Drucks

In Zukunft werden derartige Nutzungsstrategien in allen wichtigen Feldern zum Einsatz kommen. Bis zum heutigen Tag wurde noch kein einziges Feld mit mehr als einer Milliarde Barrel aufgegeben, und angesichts steigender Preise und technologischer Fortschritte werden diese Felderweiterungen einen immer größeren Anteil der verfügbaren Ressourcen stellen.

Der daraus resultierende Reservezuwachs trägt deutlich zu unserem Produktionsprofil bei. Eine zehnpromtente Erhöhung der Ausbeute, ausgehend von den heute bekannten Ressourcen, entspräche einem zusätzlichen Produktionsvolumen von 700 Milliarden Barrel – und dies ist noch eine konservative Einschätzung des zu erwartenden Reservezuwachses der kommenden 50 Jahre. Dieser Anstieg beruht zunächst auf der Aufwertung bestehender Feldern, später zunehmend EOR und technologischen Fortschritten.

## **Exploration**

In den 1950er und 1960ern boomte die Entdeckung und Erschließung neuer Ölvorkommen. In jüngster Zeit lag die Erschließungsrate relativ stabil bei etwa 10 bis 15 Milliarden Barrel Öl pro Jahr und beruhte vor allem auf Funden in Tiefseegebieten des Golfs von Mexiko und des südlichen Atlantiks oder bisher noch wenig erschlossenen Ländern wie dem Iran.

Für die kommenden 15 bis 20 Jahre scheint eine Prognose von etwa 10 Milliarden Barrel pro Jahr realistisch.

Diese Zuwachsrate ließe sich jedoch einfach verdoppeln, wenn auch Regionen wie Mexiko, der Nahen Osten und die russischen Arktis ihre Felder für den internationalen Wettbewerb öffnen würden.

All diese Regionen wären viel versprechend für große Funde und hohe Fördermengen, wenn sie sich dem intensiven Wettbewerb unserer Branche aussetzten. In Libyen, zum Beispiel, zeigen sich schon jetzt die Vorteile des Wettbewerbs in einer schnellen Ausweitung der Aktivitäten.

In den allgemein zugänglichen Teilen der Welt konzentrieren sich die Explorationsaktivitäten momentan auf festlandnahe Tiefseeregionen. In den drei wichtigsten Tiefseegebieten – Westafrika, Brasilien und dem Golf von Mexiko – können immer neue, ergiebige Funde verbucht werden.

In den US-Hoheitsgewässern des Golfs von Mexiko beispielsweise waren die meisten der Felder am Kontinentalschelf zwischen 1940 und 1975 entdeckt und erschlossen, danach wurden immer weniger Explorationserfolge verbucht.

Damals, in den 1980ern, wagte die Branche den Schritt in die Tiefsee. Die Entdeckung des Mars-Felds in den späten 1980ern bewies, dass auch hier Petroleum zu finden ist, was wiederum eine neue, aufregende Explorationsphase einleitete.

Seither konnte die Ölbranche neue Funde in Höhe von etwa 20 Milliarden Barrel verbuchen, und es gibt keinerlei Anzeichen, dass dieser Trend bald nachlassen wird. Erst kürzlich kam es zu weit reichenden Funden im Paläogen, die auf den vorhergehenden Miozän-Erfolgen aufbauen.

Sollten die Tiefseegebiete ebenso viele positive Überraschungen bereithalten wie die Schelfregionen des Golfs von Mexiko, könnte man mit weiteren 20 Milliarden Barrel rechnen. Zur Nutzung dieses Potenzials bedarf es jedoch eines entscheidenden Schlüssels: der Fähigkeit, die geologische Strukturen unter Salzeinlagerungen darzustellen.

Konventionelle, seismische 3D-Erfassungen mit engem Azimut visualisieren zwar die eingelagerten Salzformationen, haben aber Probleme mit den darunter liegenden Schichten.

Seit einiger Zeit können wir seismische Daten über einen wesentlich breiteren Azimut darstellen. Diese Wide-Azimuth-Towed-Streamer (WATS)-Technologie hat unsere Kenntnis der Geologie unterhalb von Salzeinlagerungen revolutioniert. Dank dieser Methode können wir diese Strukturen und Schichten nun deutlich erkennen und darstellen.

Der Golf von Mexiko zählt schon jetzt zu BPs wichtigsten Fund- und Fördergebieten. Doch was ist mit neuen, bisher unerschlossenen Gebieten? Denn es gibt sie noch immer, in Teilen der abgelegenen Kontinentalschelfe, in den binnenländischen Becken von Gondwanaland, in tieferen und komplexeren Schichten und natürlich in der Arktis.

Das Kontinentalschelf, das sich um die arktischen europäisch-asiatischen und amerikanisch-asiatischen Ozeanbecken erstreckt, ist sehr ausgedehnt und bisher fast unerschlossen. Dieser arktische Kontinentalrand von Europa und Russland nimmt etwa 5 Prozent der gesamten Erdoberfläche ein und ist größtenteils völlig unerforscht.

Das Kontinentalschelf und der dazugehörige Kontinentalabhang gelten als weltweit größtes und viel versprechendes Gebiet für neue Funde. Doch was erwartet uns dort? Bevor wir diese Frage beantworten können, müssen wir zunächst die Struktur der Erdkruste erfassen und verstehen. Wir müssen herausfinden, wo sich diese Becken befinden und dann ihr Alter und ihre Herkunft bestimmen.

Hier warten noch sehr viele Herausforderungen auf uns. Und gleichzeitig ein enormes Potenzial.

Wie wird sich dieses zusätzliche Öl auf unser Profil auswirken?

Angesichts der heutigen Funde wird ihr Anteil deutlich, aber nicht dramatisch ausfallen – schätzungsweise 150–200 Milliarden zusätzliche Barrel im Laufe der nächsten 15 bis 20 Jahre.

Sollte es jedoch zu Veränderungen der momentanen Rahmenbedingungen kommen, d.h. sollten sich die nächstgelegenen OPEC-Länder oder Mexiko für den Explorationswettbewerb öffnen oder falls die Branche bei der Exploration der Arktis Fortschritte macht, könnten mehrere neue Gebiete erschlossen werden, was sich wiederum in ganz anderen Zahlen niederschlägt.

Soviel zur konventionellen Förderung, bei der das Öl leicht und von selbst aus dem Boden quillt. Aber wie steht es mit unkonventionelleren Quellen, bei denen wir dieser Strömung eventuell schon vom ersten Tag gezielt nachhelfen müssen?

### **Unkonventionelle Quellen**

Bei unkonventionellen Ölquellen haben wir es mit ganz anderen Rahmenbedingungen zu tun. Der Hauptanteil der nach momentanen Schätzungen etwa 7 Billionen Barrel (Tbbl) unkonventionellen Ölreserven befindet sich in Nordamerika. Schon bei konventionellen Reserven sind genaue Angaben oft mit Vorsicht zu genießen. Bei unkonventionellen Quellen sind entsprechende Prognosen noch etwas ungewisser, insbesondere hinsichtlich potenzieller Reserven.

Doch aufgrund ihres Standorts in Nordamerika wird diese Ressource schon jetzt zügig erschlossen. Momentan steht die kanadische Kleinstadt Fort McMurray im Zentrum der Aufmerksamkeit der gesamten Öl- und Gasbranche. Hier, am Athabasca-Fluss, befindet sich die Basis der kanadischen Schwerölindustrie.

Der Ölsand von Athabasca liegt einige hundert Meilen vor den Alberta-Gebirgsausläufern. Er stammt aus der Kreidezeit und lagert im nordamerikanischen Binnenlandbecken in einer marginalen Sedimentschicht aus gutem Fluss- und Deltasand.

Das Öl, das damals in diese Sandschichten sickerte, entstand während der Laramide-Orogenese aus der Überlagerung von Gestein paläozoischen Ursprungs. Später legte dieses Öl seitlich hunderte von Kilometern zurück, bis es das Laramide-Vorlandbecken erreichte. Diese Ablagerung, die später wieder an die Oberfläche verbracht und biologischen Abbauprozessen ausgesetzt wurde, gilt als eines der größten Ölvorkommen unseres Planeten.

Eigentlich ist der Abbau von Ölsand nichts wirklich Neues. Im einfachen Tagebau ist er schon länger etabliert und entsprechende Technologien gelten mittlerweile als ausgereift. In dieser äußerst harten Umgebung, in der Temperaturschwankungen zwischen Sommer und Winter oft 60°C betragen, hat sich ‚groß und einfach‘ bestens bewährt. Riesige Schaufeln, 400-Tonnen-Transporter und enorme Landschaftseingriffe, die später wieder rückgängig gemacht werden müssen, prägen das Bild.

Obgleich die Ölausbeute etwa 95 Prozent beträgt, lohnt sich der Abbau nur in Gegenden, in denen weniger als 70 bis 100 Meter Abraum zu erwarten ist. Die meisten Ölsände lagern jedoch in tieferen Schichten – hier muss durch Wärmezufuhr nachgeholfen werden.

Bei dem bevorzugten Prozess, Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), wird heißer Dampf in das Reservoir eingeleitet, bis eine Dampfzelle im Ölsand entsteht. So löst sich das Rohöl aus dem Sand und fließt, unter Einfluss der Schwerkraft, in zwei Bohrlöcher.

Diese Technik ist nicht immer von Erfolg gekrönt. Zum einen warten immer wieder geologische Überraschungen wie Schieferbarrieren oder ölarme Bereiche, die das Entstehen der nötigen Dampfzelle verhindern. Darüber kann das Verfahren leicht Überdruck entwickeln, woraufhin der Dampf über druckbedingte Brüche in der Oberfläche entweicht.

Aber auch hier ist eine Ausbeute von mehr als 60 Prozent möglich. SAGD-Projekte erfordern zwar ein dichtes Bohrlochnetz und Lösungskonzepte für die Bitumenaufbereitung, versprechen jedoch jahrzehntelange Ölproduktion.

Ähnliche geologische Formationen finden sich auch in Venezuela, am Orinoco-Fluss in den Andenausläufern. Hier ist primär der kalte Fluss des Schweröls von Belang, extensive Nutzung würde aber auch hier externe Wärmezufuhr erfordern.

Bisher produzieren diese beiden Regionen noch weniger als 2mmbd, aber schon 2020 wird das Fördervolumen auf voraussichtlich 5mmbd ansteigen. Und dieser Trend dürfte sich weiter fortsetzen, da Nordamerika eine derart zuverlässige Ölquelle dringend benötigt.

Die obengenannten Zahlen ließen sich deutlich steigern, wenn die venezolanische Regierung ihre Quellen auch ausländischen Unternehmen öffnen würde, so dass die nötigen Investitionen und Technologien beiden dieser riesigen Kohlenwasserstoffdepots zu Gute kämen.

Angesichts all dieser Möglichkeiten hat Öl eine nicht immer einfache, aber realistische Zukunft. Insgesamt lässt sich ein Produktionsvolumen von etwa 95 bis 105 Millionen Barrel pro Tag erzielen – eine Zahl, die sich auf Basis weiteren Reservenwachstums, weiterer Neuentdeckungen und der Ausbeutung unkonventioneller Ölquellen eine ganze Weile aufrechterhalten ließe.

Wenn man dies noch um Biokraftstoffe sowie Gas- und Kohleverflüssigungstechnologien ergänzt, erscheint die Peak Oil-These rückläufiger Ölreserven noch unangebrachter, oder zumindest sehr verfrüht. Das aktuelle, rapide Wachstum der ersten Biokraftstoffgeneration dient als bestes Beispiel für die aktuelle Angebotsvielfalt.

Sollten die aktuellen und zukünftigen Technologien unsere Erwartungen übertreffen oder sollte uns die Exploration neuer Gebiete im Nahen Osten und der russischen Arktis gestattet werden, könnte die Zukunftsprognosen sogar noch positiver ausfallen. Aber darauf sollten wir uns natürlich nicht verlassen.

## **Zusammenfassung**

Meiner Ansicht nach ist unsere Welt mit reichlichen Öl- und Gasressourcen gesegnet. Dennoch bestehen legitime Zweifel an unserer Energiesicherheit, da niemand von uns mit Sicherheit weiß, ob die nötigen Investitions- und Produktionskapazitäten zur richtigen Zeit am richtigen Ort verfügbar sein werden. Und diese Furcht ist ein Ergebnis der globalen Ölpolitik.

Wenn die nötigen Investitionen verhindert werden, schlägt sich dies in höheren Preisen nieder. Und dies wiederum wird sich, wie schon in den 1980ern, bis zu einem gewissen Grad auf die Nachfrage auswirken und eventuell deren Höchststand markieren.

Für eine positive Zukunft müssen Geowissenschaftler auf der ganzen Welt deshalb kontinuierlich daran arbeiten, unsere Kenntnis der Erd- und Gesteinsschichten zu verbessern, neue Ölvorkommen zu entdecken und mehr aus den bestehenden Ressourcen herauszuholen.

So gesehen werden Geologen und die Geological Society auch in Zukunft einen wichtigen Beitrag zum Erhalt unserer Energiesicherheit, des Wirtschaftswachstums und des globalen Gleichgewichts leisten. Eine noble Aufgabe.

Gleichzeitig müssen wir Lösungen zur aktuellen Klimaproblematik entwickeln und CCS (Carbon Capture and Storage)-Technologien marktreif machen, um eine nachhaltige und verantwortungsbewusste Nutzung von Öl und Gas zu ermöglichen.

Ich vermute, dass fossile Brennstoffe auch zur 300-Jahr-Feier der Society, im Jahr 2107, wieder auf der Tagesordnung stehen werden. Dann drehen sich die Diskussionen vielleicht nicht mehr um Peak-Oil-Theorien oder neue Funde, aber ganz bestimmt um die möglichst effiziente Ausbeute dieser auch dann noch wichtigen und hochgeschätzten Ressource.