

Ziel der vorliegenden Broschüre ist es, zur Frage der Ressourcenverfügbarkeit einen fundierten Informationsbeitrag zu leisten und dabei aufzuzeigen, dass die Welt noch sehr lange über eine ausreichende Rohstoffbasis verfügen wird. Die Broschüre behandelt die weltweit verfügbaren Erdölvorkommen sowie die gegenwärtigen und zukünftigen Technologietrends in der Erdölförderung.

Sie zeigt auf, dass eine ausreichende Rohstoffbasis besteht, die bei Einsatz des erforderlichen Kapitals und der Nutzung technologischer Innovationen unsere Erdölversorgung langfristig sichert.



oilfacts.ch



Ziel der vorliegenden Broschüre ist es, zur Frage der Ressourcenverfügbarkeit einen fundierten Informationsbeitrag zu leisten und dabei aufzuzeigen, dass die Welt noch sehr lange über eine ausreichende Rohstoffbasis verfügen wird. Die Broschüre behandelt die weltweit verfügbaren Erdölvorkommen sowie die gegenwärtigen und zukünftigen Technologietrends in der Erdölförderung.

Sie zeigt auf, dass eine ausreichende Rohstoffbasis besteht, die bei Einsatz des erforderlichen Kapitals und der Nutzung technologischer Innovationen unsere Erdölversorgung langfristig sichert.



oilfacts.ch



Inhaltsverzeichnis

Executive Summary	3
Einleitung	4
1. Die Entwicklung des Welt-Erdölbedarfs	5
2. Erdölressourcen und Erdölreserven	8
3. Die geografische Verfügbarkeit von Erdöl	12
4. Peak Oil	14
5. Übersicht der globalen Erdölvorkommen	19
6. Neue Technologien und Investitionsbedarf	26
7. Schlussfolgerungen	29

Executive Summary

Erdöl wird in den kommenden Jahrzehnten weiterhin einen sehr bedeutenden Beitrag an die Welt-Energieversorgung leisten.

Die Internationale Energieagentur (IEA), eine Organisation der OECD, geht in ihren Prognosen davon aus, dass die weltweite Nachfrage nach Erdöl kontinuierlich ansteigen wird und 2030 in einer Bandbreite von 115 – 125 Millionen Fass pro Tag liegen könnte (ein Fass entspricht 159 Liter). Das bedeutet, ausgehend vom heutigen Konsum von rund 85 Mio. Fass am Tag, eine Zunahme von rund 40 – 50%.

Die gesamten Erdölvorkommen der Erde werden auf etwa 15 Billionen Fass geschätzt. Davon werden beim heutigen Wissensstand 4 bis 6 Billionen Fass als technisch förderbar angesehen. Eine Billion Fass ist in den letzten 100 Jahren konsumiert worden. Man schätzt, dass in den nächsten 30 Jahren eine Menge in gleicher Grössenordnung nachgefragt wird.

Die heute ausgewiesenen und gesicherten Reserven alleine reichen aus, um über 40 Jahre des gegenwärtigen Verbrauchs zu decken. Im Verlauf der letzten Jahrzehnte hat sich diese Reichweite erhöht – trotz steigenden Konsums. Zusätzlich wird die künftige Bedarfsdeckung vorrangig aus der Weiterentwicklung der konventionellen Erdölressourcen erfolgen. Darüber hinaus stehen die nicht-konventionellen Erdölvorkommen (Bitumen, Ölsande, Ölschiefer) zur Verfügung. Deren erfolgreiche Nutzung kann den Welt-Erdölbedarf nach heutiger Beurteilung bis weit ins nächste Jahrhundert sichern. Vor dem Hintergrund optimierter Fördertechniken von konventionellem Erdöl sowie der Erschliessung nicht-konventioneller Erdölvorkommen zeichnet sich nach wie vor kein Produktionsmaximum der Erdölförderung ab.

Die in letzter Zeit intensiv diskutierte Theorie des «Peak Oil» bietet keine zuverlässige Grundlage für die Ermittlung dieses Zeitpunktes. Sie ruft einzig in Erinnerung, dass ein weltweites Öl-Produktionsmaximum irgendwann einmal erreicht werden wird und dass Erdöl letztlich eine endliche Ressource ist.

Die Herausforderung der Zukunft liegt darin, die weltweiten Erdölvorkommen sowohl technisch als auch wirtschaftlich zu erschliessen und optimiert zu nutzen. Weltweit werden bis 2030 Investitionen in der Grössenordnung von 3000 Milliarden Dollar für Exploration, Förderung, Transport und Verarbeitung getätigt werden müssen, um die steigende Nachfrage nach Erdöl zu decken. Mit diesen Investitionen werden in erster Linie bestehende Erdölvorkommen besser genutzt, zusätzliche Reserven in neuen, technisch anspruchsvollen Fördergebieten erschlossen und weitere Raffinerie- und Transportkapazitäten bereitgestellt. Welche Investitionen wann und wo getätigt werden, hängt zum einen von der Höhe des Ölpreises ab, zum anderen von den politischen, fiskalischen und rechtlichen Rahmenbedingungen in den betreffenden Staaten. Diese stehen in der Pflicht, im Interesse der Welt-Energieversorgung günstige Rahmenbedingungen zu schaffen. Erfüllen sie diese Voraussetzung, werden die Kapitalmärkte in der Lage sein, die neuen Investitionen zu finanzieren.

In jedem Fall werden die heute bekannten Erdölressourcen die Welt-Erdölnachfrage kommender Generationen bis weit ins nächste Jahrhundert decken können.

**IMPRESSUM**

Herausgeberin:
Erdöl-Vereinigung
Löwenstrasse 25
CH-8001 Zürich

Einleitung

Seit dem Frühjahr 2003 hat sich der Erdölpreis von 25 Dollar pro Fass auf zeitweise über 75 Dollar pro Fass erhöht. Diese Verdreifachung des Erdölpreises war die direkte Folge eines überraschend starken Nachfragewachstums vor allem im pazifischen Raum. Mit dem Nachfragewachstum konnte das Angebot vorübergehend nicht Schritt halten. Dieses kurzfristige Marktphänomen hat aber die alte Frage nach der langfristigen Verfügbarkeit von Erdöl wieder in den Vordergrund gerückt.

Die gestiegenen Erdölpreise werden von einigen als Fanal, als Beweis für das angeblich bevorstehende Versiegen der Erdölquellen gewertet. Mit den jüngsten, rasanten Ölpreisentwicklungen überquellern die Medien mit Berichten über den bevorstehenden Höhepunkt der Erdölförderung («Peak Oil») sowie das «endgültige Ende» des Ölzeitalters. Energiekrisen von epischem Ausmass werden an die Wand gemalt, und ein Klima der Irrationalität beherrscht die Diskussion.

Apokalyptische Visionen und Fehlprognosen gab es schon früher: die Debatte über die künftige Erdölverfügbarkeit ist nahezu so alt wie die Geschichte des Erdöls. Schon 1914 warnte das U.S. Bureau of Mines, dass die USA innert 10 Jahren kein Erdöl mehr haben würden. Fast in jedem Jahrzehnt sind seither immer wieder Warnrufe über das unmittelbar bevorstehende Ende des Ölzeitalters zu vernehmen. Diese haben sich allerdings alle als falsch erwiesen. Bis heute haben sich die ausgewiesenen Welt-Ölreserven nämlich trotz stark steigenden Konsums laufend vergrössert.

Ziel der vorliegenden Broschüre ist es, zur Frage der Ressourcenverfügbarkeit einen fundierten Informationsbeitrag zu leisten und dabei aufzuzeigen, dass die Welt noch sehr lange über eine ausreichende Rohstoffbasis verfügen wird. Die Broschüre behandelt die weltweit verfügbaren Erdölvorkommen sowie die gegenwärtigen und zukünftigen Technologietrends in der Erdölförderung. Sie zeigt auf, dass eine ausreichende Rohstoffbasis besteht, die bei Einsatz des erforderlichen Kapitals und der Nutzung technologischer Innovationen unsere Erdölversorgung langfristig sichert.

Eine fundierte Analyse der weltweit verfügbaren Kohlenwasserstoffressourcen sowie des technologischen Fortschritts in der Erdölförderung belegt, dass Schreckensszenarien für unsere Zukunft fehl am Platz sind. Die Erdölversorgung der Welt bleibt gewährleistet.



Ronald Ganz
Präsident
Erdöl-Vereinigung



Rolf Hartl
Geschäftsführer
Erdöl-Vereinigung

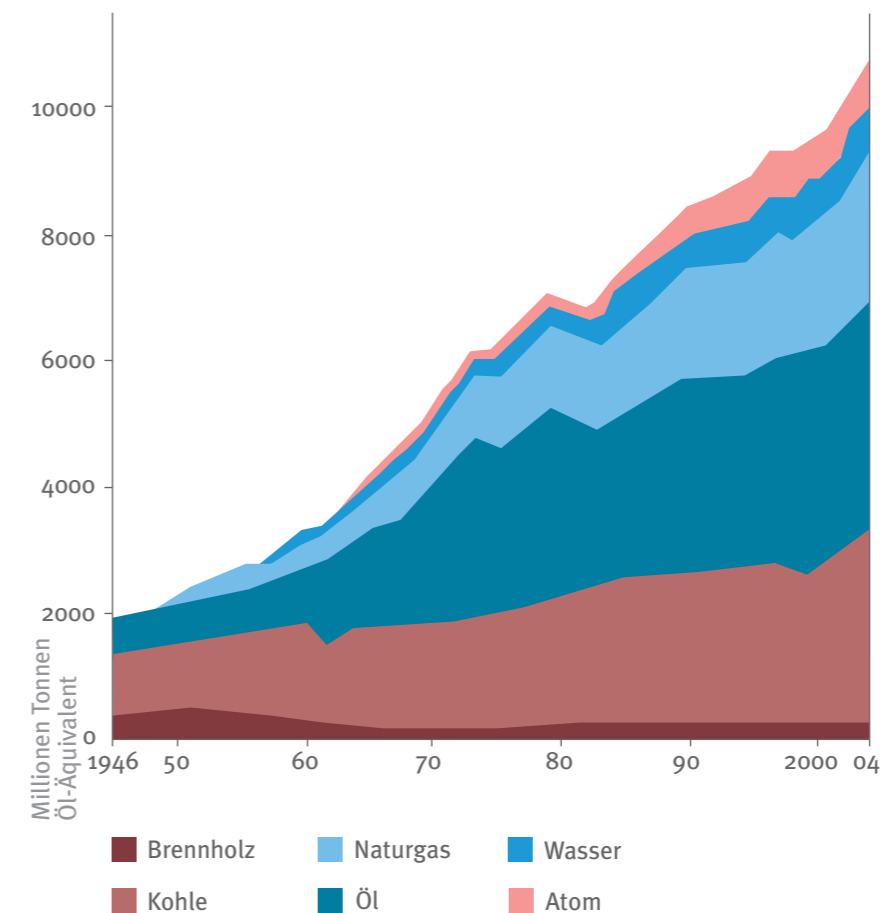
1. Die Entwicklung des Welt-Erdölbedarfs

Nachfrageentwicklung

Erdöl hat wesentlich zur Wirtschaftsentwicklung der Welt, zu unserem Wohlstand und zu unserer Zivilisation beigetragen. Erdöl versorgt uns mit Licht, Kraft, Mobilität und Wärme, ist ein wertvoller Rohstoff für eine Vielzahl chemischer Grundprodukte und hat die Lebensqualität von Milliarden von Menschen in nie zuvor gekannter Weise gesteigert.

Die Rolle von Erdöl als Wachstumsmotor des weltweiten Fortschritts hat seit dem Ende des 2. Weltkriegs ständig an Bedeutung gewonnen. Die Nachfrage stieg von rund 10 Millionen Fass pro Tag im Jahre 1945 auf knapp 85 Millionen Fass pro Tag im Jahre 2005 (ein Fass entspricht 159 Liter).

Welt-Primärenergieverbrauch, Oil Gas, 1/2006

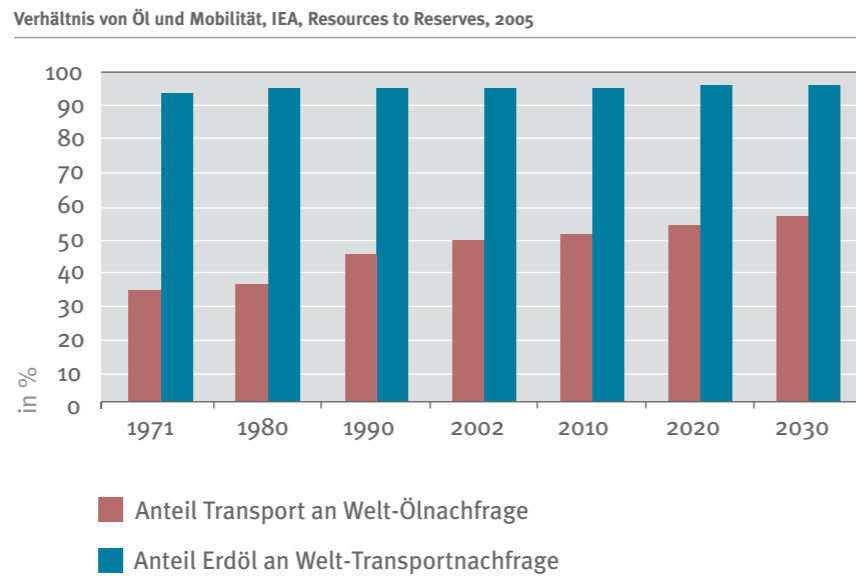
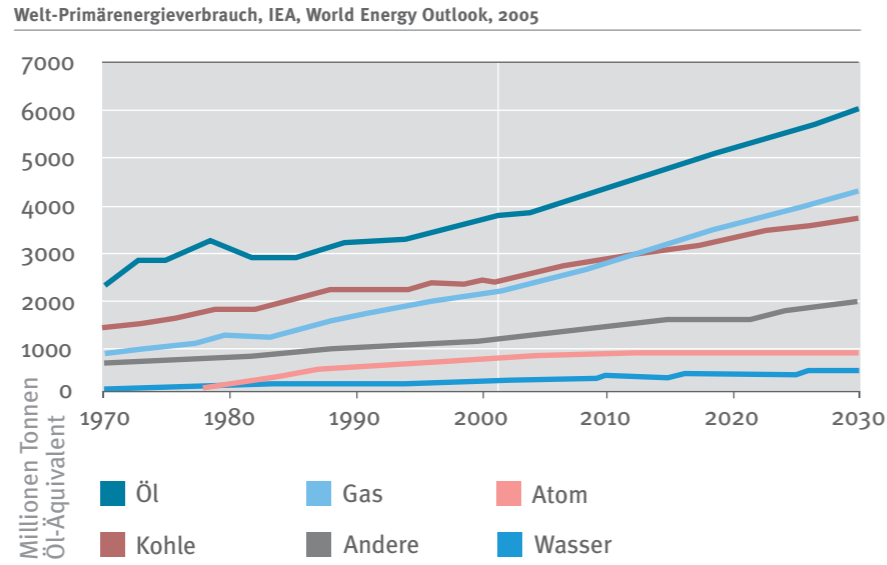


Alle Studien über die Zukunft der Energieversorgung besagen, dass Erdöl bis über 2030 hinaus mehr als 90% des Energiebedarfs im Transport- und Mobilitätsbereich zu decken haben wird.

Die IEA geht davon aus, dass die Nachfrage im Jahr 2030 bis in den Bereich von 125 Millionen Fass pro Tag steigen könnte. Im Vergleich zu heute müsste die Erdölförderung somit nochmals um rund 40 – 50% wachsen, um diese Nachfrage zu decken.

Die Nachfrage nach Erdöl steigt in den nächsten dreissig Jahren um rund 40 – 50%. Erdöl wird vor allem im Transport und Mobilitätsbereich auch in Zukunft einen wesentlichen Beitrag zur Welt-Energieversorgung leisten müssen.

Die in jüngster Zeit beobachteten Preiserhöhungen sind kein Hinweis auf zu tiefe Erdölvorkommen. Allein die ausgewiesenen und gesicherten Reserven von ca. 1100 Milliarden Fass Erdöl reichen für rund 40 Jahre.



Die gegenwärtig hohen Preise

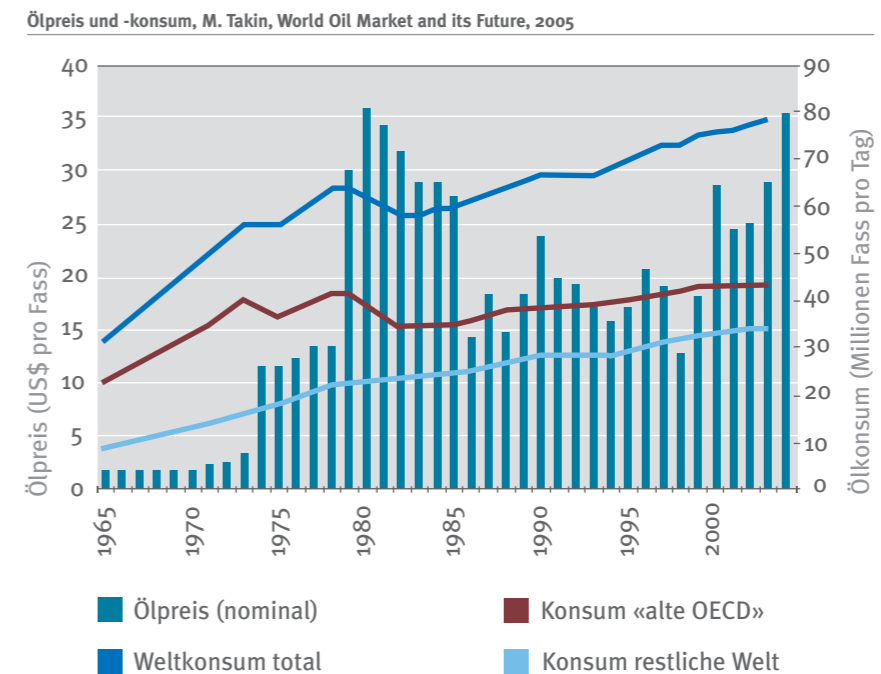
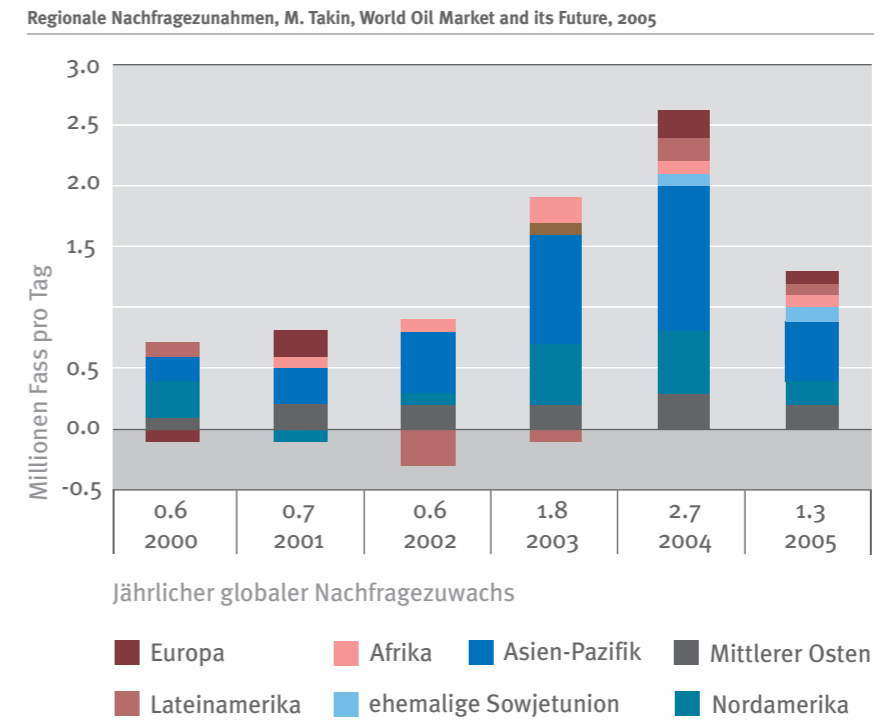
Der Ölpreis bildet sich wie jeder Marktpreis aus dem gegenwärtigen Verhältnis von Angebot und Nachfrage.

Die 80er und 90er Jahre waren von einer Phase geringer Marktexpansion und wachsenden Preisdrucks geprägt. 1998 fielen die Erdölpreise zeitweise auf unter 10 Dollar pro Fass. Als Folge davon wurden viele Explorations- und Förderprojekte aus Gründen mangelnder Rentabilität nicht verwirklicht.

Diese Situation hat sich seit 2002 komplett verändert. Die Nachfrage ist – hauptsächlich getrieben vom wirtschaftlichen Aufstieg Chinas und Indiens, verbunden mit einer allgemein expansiven Weltwirtschaft – in einem Masse gestiegen, das viele überrascht hat. Deshalb nahmen die frei verfügbaren Kapazitäten auf allen Stufen, das heisst von der Förderung bis zur Raffination

ab. Der daraus resultierende Nachfrageüberhang hat zu den in letzter Zeit höheren Erdölpreisen geführt.

Verstärkt wurde die Preishausse durch tatsächliche oder befürchtete politische Ereignisse in den Förderstaaten und entlang der Transportwege sowie durch Naturkatastrophen, die negative Folgen für die Ölproduktion zeitigten (z. B. die Hurrikane Katrina und Rita).



Das massive Nachfragewachstum nach Erdöl vor allem im asiatischen Raum führte seit 2003 zu einer angespannten Versorgungslage und damit zu höheren Erdölpreisen. Neue Produktions- und Raffinationskapazitäten sind bereits im Bau und werden die steigende Nachfrage decken.

Schon 2010 wird die Ölproduktion 20% höher sein als heute. Höhere Erdölpreise ermöglichen eine wirtschaftliche Förderung bisher unrentabler Erdölvorkommen. Sie führen in einem funktionierenden Marktsystem immer zu einer Erhöhung des Angebots.

Die Investitionszyklen in der Erdölindustrie

Bleibt die Nachfrage trotz der gestiegenen Preise robust, wird die angespannte Versorgungslage noch für ein paar Jahre erhalten bleiben; solange mindestens, bis neue Produktions- und Raffinationskapazitäten geschaffen sind. Die relativ langen Entwicklungszeiten zwischen Investitionsentscheid und Inbetriebnahme neuer Projekte ist eine Eigenheit der Ölindustrie. Dank der höheren Erdölpreise können heute viele, bisher aufgeschobene Vorhaben wirtschaftlich rentabel realisiert werden. Sie werden deshalb nun auch umgesetzt.

Wegen der steigenden Nachfrage sind die Investitionen der Erdölwirtschaft in die Suche nach weiteren Erdölvorkommen und in die Erdölproduktion in 2004 gegenüber dem Vorjahr um mehr als 12% gestiegen. Dieser hohe Investitionsrhythmus hält gegenwärtig an. Zwischen 2005 und 2010 wird sich die weltweite Erdöl-Produktionskapazität deshalb um nicht weniger als 16 Millionen Fass pro Tag ausweiten. Angesichts der gleichzeitigen Förderrückgänge in «reifen» Erdölfeldern entspricht dieser Nettozuwachs einer Steigerung von rund 20%.

Zu erinnern ist an die Entwicklung Ende der 70er Jahre, als die Aussicht auf einen Anstieg des Erdölpreises auf über 100 Dollar pro Fass einen Boom bei der Suche nach Erdöl auslöste. In den USA verdoppelte sich die Anzahl der Bohrungen zwischen 1979 und 1982, und die Ölproduktion der nicht-OPEC Staaten wuchs in der gleichen Zeit um mehr als 10%.

Die darauf folgende Angebotsausweitung führte – den Marktgesetzen entsprechend – dazu, dass die Preisauftriebskräfte nachliessen und sich ein neues Marktgleichgewicht auf deutlich tieferem Preisniveau etablierte.

Es ist davon auszugehen, dass sich diese Entwicklung im gegenwärtigen Zyklus wiederholen wird. Denn die Geschichte der Ölindustrie ist charakterisiert durch Zyklen von Knappheiten und Überschüssen. Über die langfristige Verfügbarkeit von Erdöl ist damit aber nichts ausgesagt.

2. Erdölressourcen und Erdölreserven

Erdölressourcen

Erdölressourcen sind die weltweiten Vorkommen an Erdöl. Bisher ist nur ein kleiner Teil davon wirtschaftlich und technisch förderbar. Der Rest bleibt vorerst eine Ressource, die es sich wirtschaftlich nicht zu fördern lohnt oder die technisch noch nicht zugänglich ist, grösstenteils unkonventionelles Erdöl. Durch den technischen Fortschritt, bessere und günstigere Fördermethoden und durch die Preisentwicklung des Erdöls mutieren Erdölressourcen mit der Zeit zu wirtschaftlich nutzbaren Erdölreserven.

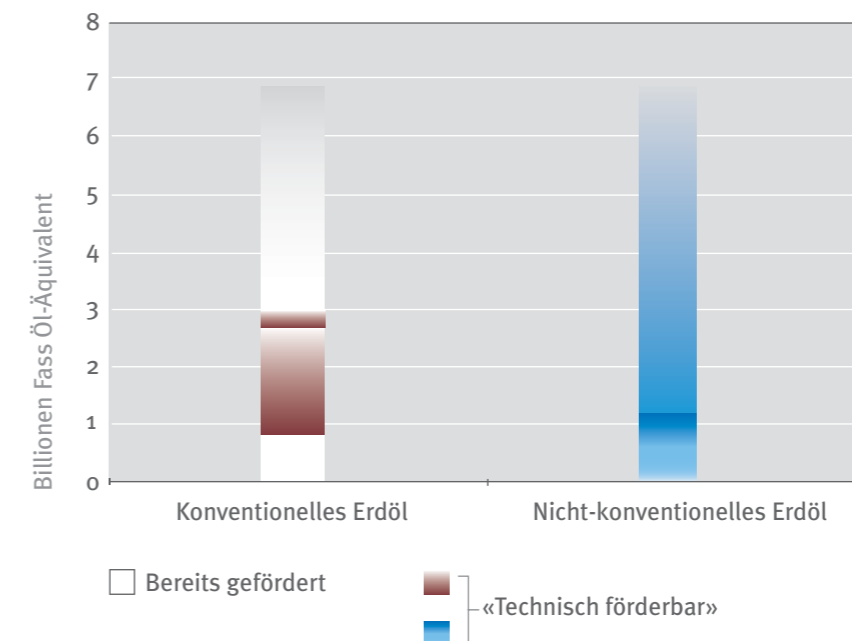
Erdöl entstand vor 20 bis 350 Millionen Jahren in den Sedimentbecken urzeitlicher Meere und findet sich heute in unterirdischen Lagerstätten der Erde. Für eine detaillierte Übersicht über die Entstehung von Erdöl verweisen wir auf die Informationsbroschüre der Erdöl-Vereinigung «Erdöl-Entstehung, Förderung und Verarbeitung». Als natürliche, nicht erneuerbare Ressource ist das Erdöl beschränkt. Da noch nicht alle Teile der Welt

abschliessend nach Erdöl erforscht sind, besteht eine beträchtliche Unsicherheit über die Grössenordnung der noch nicht entdeckten Erdölvorkommen.

Die IEA geht auf der Grundlage ihrer Studien (z. B. der World Energy Outlook 2005), ergänzt durch unabhängige Studien Dritter, davon aus, dass die Erde ca. 15 Billionen Fass Erdöl enthält. Rund die Hälfte davon kann in flüssiger Form gefördert werden. Die andere Hälfte besteht aus Schweröl, Teersanden und Ölschiefen, die mit anderen als den konventionellen Fördertechnologien erschlossen werden müssen.

Rund 4 bis 6 Billionen Fass sind aus heutiger Sicht technisch förderbar. Davon ist rund 1 Billion Fass seit Beginn der Erdölförderung bereits produziert worden. Ungefähr die gleiche Menge wird benötigt werden, um die Nachfrage der nächsten 25 Jahre zu decken.

Globale Erdölressourcen, IEA, Resources to Reserves, 2005



Die IEA folgert daraus, dass die Ressourcenbasis geologisch breit genug und genügend gesichert ist, um die Weltnachfrage nach Erdöl bis weit ins nächste Jahrhundert sicherzustellen. Zum gleichen Ergebnis kommt auch die Energy Information Agency der USA auf der Datengrundlage des US Geological Survey aus dem Jahr 2000. Die eigentliche Herausforderung wird darin liegen, diese Erdölvorkommen zu erschliessen und sie sowohl technisch als auch wirtschaftlich förderbar zu machen (vgl. Kapitel 5).

Erdölreserven

Als «Erdölreserven» bezeichnet man bereits gefundenes Erdöl in einer Lagerstätte, das mit den heute bekannten Technologien und beim heutigen Preisniveau in Zukunft wirtschaftlich gefördert werden kann. Oder anders ausgedrückt: Erdölreserven sind die Differenz zwischen der bereits geförder-

Erst eine von vier bis sechs Billionen Fass des derzeit technisch förderbaren Erdöls ist verbraucht. Die Ressourcenbasis ist breit und sicher. Die Erdölressourcen reichen weit über das Jahr 2100 hinaus.

Als «Erdölreserven» bezeichnet man bereits gefundenes Erdöl in einer Lagerstätte, das mit den heute bekannten Technologien und beim heutigen Preisniveau in Zukunft wirtschaftlich gefördert werden kann.

Je grösser die Nachfrage und die Bereitschaft der Konsumenten, einen höheren Preis für Erdöl zu bezahlen, desto höher wird der wirtschaftliche Anreiz, bessere Technologien einzusetzen, um mehr Öl zu finden und zu fördern.

ten Menge und jener Menge, welche man aus einem bestimmten Feld mit bestehender Technologie und beim jeweils aktuellen Preisniveau zu fördern erwartet. Die Reserveschätzung wird oft noch verfeinert, indem man die Reserven nach Wahrscheinlichkeit der Förderbarkeit unterteilt. So kann zwischen «gesicherten», «wahrscheinlichen» und «möglichen» Reserven differenziert werden.

Diese Definition der Börsenaufsichtsbehörden – die eine geeignete wirtschaftliche Bewertung von börsenkotierten Mineralölfirmen zulässt – verdeutlicht, dass Erdölreserven nicht nur eine Funktion der bekannten Erdölressourcen und der historischen Produktionsraten sind, sondern auch direkt von technologischen und wirtschaftlichen Variablen (z.B. dem Erdölpreis) abhängen. Reservezahlen sind also immer Momentaufnahmen, da die aus einem Feld tatsächlich und endgültig geförderte Menge an Erdöl erst nach Beendigung der Produktion bekannt sein wird.

Aus diesen Gründen sind Erdölreserven kleiner als das Total der bekannten und vermuteten Erdölressourcen.

Angaben über Erdölreserven können deshalb nicht als statische und unverrückbare Mengen verstanden werden. Erdölreserven verändern sich aufgrund des Erdölpreises und mit dem Fortschritt der Fördertechnologien. Jener initiiert letzteren, was zum «Reserven-Paradox» führt:

Je grösser die Nachfrage und die Bereitschaft der Konsumenten, einen höheren Preis zu bezahlen, umso grösser wird der wirtschaftliche Anreiz, mehr Erdöl zu finden und zu fördern und dafür bessere Technologien zu entwickeln und einzusetzen. Oder: Je höher der Erdölpreis, desto mehr neue Erdölreserven werden nachgewiesen.

Konventionelles Erdöl

Als konventionelles Erdöl wird Erdöl in flüssiger Form bezeichnet, das bei der Förderung natürlich an die Oberfläche fliesst oder an die Oberfläche gepumpt werden kann, ohne dass weitere Verarbeitungsschritte notwendig wären oder das Erdöl verdünnt werden müsste.

Nicht-konventionelles Erdöl

Als nicht-konventionelles Erdöl müssten eigentlich alle Vorkommen bezeichnet werden, auf die die Definition für konventionelles Erdöl nicht zutrifft. Tatsächlich gibt es aber bis heute keine einheitliche Definition, was genau unter «nicht-konventionellem Erdöl» zu verstehen ist. In der Praxis zählt man dazu:

- **Schweröle**, deren Dichte 0.934g/cm^3 über- bzw. 20 Grad Celsius API (American Petroleum Institute Gravity) unterschreitet. Darunter fallen flüssige Schweröle, Bitumen und Teersande. Diese Definition hat den Vorteil der Präzision, nimmt aber keine Rücksicht auf die Art der Produktion. In Brasilien können solche Schweröle zum Beispiel teilweise mit konventioneller Technologie gefördert werden.

- **Ölschiefer** sind Gesteinsformationen, die einen hohen Anteil an organischer Materie, so genanntem Kerogen, enthalten. Dieses Kerogen kann unter Einsatz von Hitze (ca. 500 Grad Celsius) verflüssigt und entweder direkt als Brennstoff tiefer Qualität verwendet oder zu höherwertigem Erdöl weiterverarbeitet werden.

Zur Lebensdauer der Erdölfelder

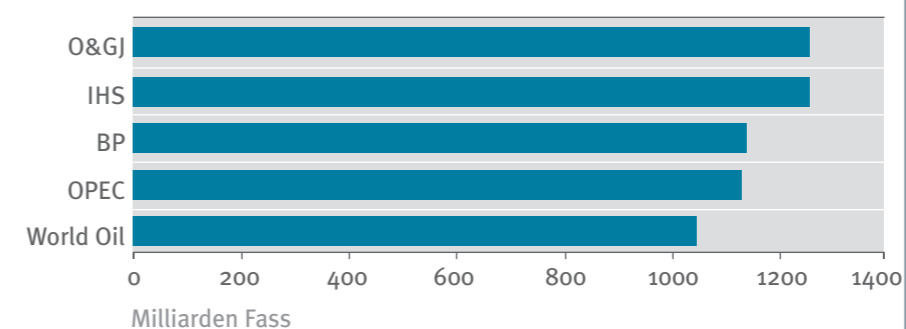
Die Lebensdauer eines Erdölfeldes kann sich von einigen Jahren auf weit über 30 Jahre erstrecken. In dieser Zeit können sich die wirtschaftlichen, politischen und natürlichen Bedingungen (Erdölpreis, Förderkosten, politische Instabilitäten, Naturkatastrophen) positiv oder negativ verändern. So können bei positiven Entwicklungen effizientere Fördermethoden eingesetzt werden. Dadurch können Fördergesellschaften einen grösseren Teil des ursprünglich vorhandenen Erdöls fördern. Als Folge davon steigen die Reserven.

Umgekehrt können sich die Rahmenbedingungen verschlechtern, was es unattraktiver erscheinen lässt, mehr Erdöl zu fördern. Entsprechend bilden sich die Reserven zurück.

Reserven sind elastisch. Solange Erdöl in ausreichenden Mengen vorhanden ist – wie dies in der Vergangenheit der Fall war – spricht man von einer nachfragegetriebenen Reservenelastizität.

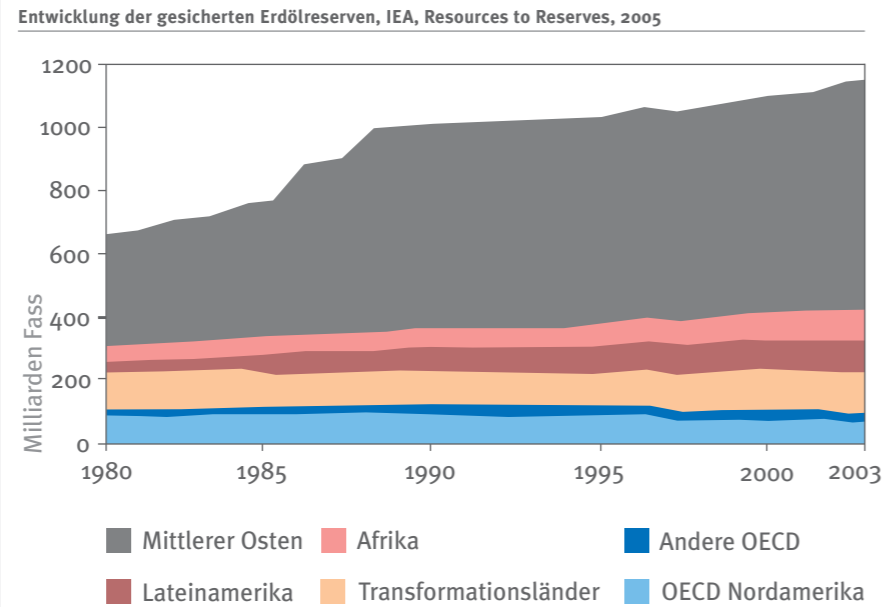
In der Zeit zwischen 1994 und 2004 sind weltweit ca. 300 Milliarden Fass Erdöl gefördert worden. Trotzdem sind die ausgewiesenen und gesicherten Erdölreserven in dieser Zeit nicht gesunken, sondern angestiegen und liegen nach voneinander unabhängigen Schätzungen verschiedener Organisationen derzeit im Bereich von 1100 Milliarden Fass:

Globale gesicherte Reserveschätzungen verschiedener Organisationen, Stand 2003, IEA, Resources to Reserves, 2005



Im Verlaufe der Zeit wird aus einem Ölfeld mehr gefördert als bei Förderbeginn geschätzt wurde. Grund dafür ist die Entwicklung der Technik sowie der jeweils aktuelle Marktpreis.

Die Erdölvorkommen sind global unterschiedlich verteilt und lösen dadurch grosse Handelströme zwischen den Produzenten-Staaten und den Verbraucher-Regionen aus.

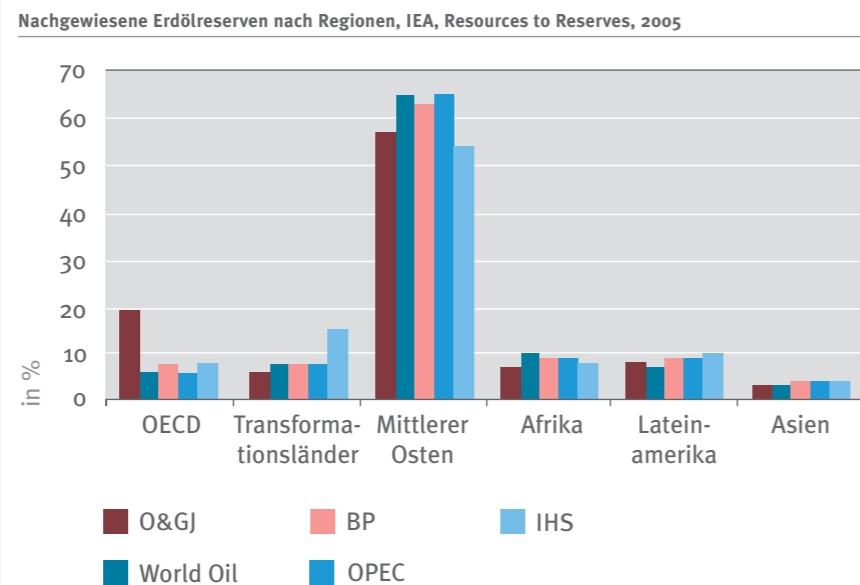


Die genannte Faktenbasis zeigt, dass die beim Preisniveau und dem technischen Stand per Ende 2003 als gesichert geltenden Erdölreserven für sich allein bereits den heutigen Verbrauch für mindestens weitere 40 Jahre gewährleisten können. Wie oben erwähnt, deckt die gesamte Ressourcenbasis ein Mehrfaches des Verbrauchs dieses Zeitraums.

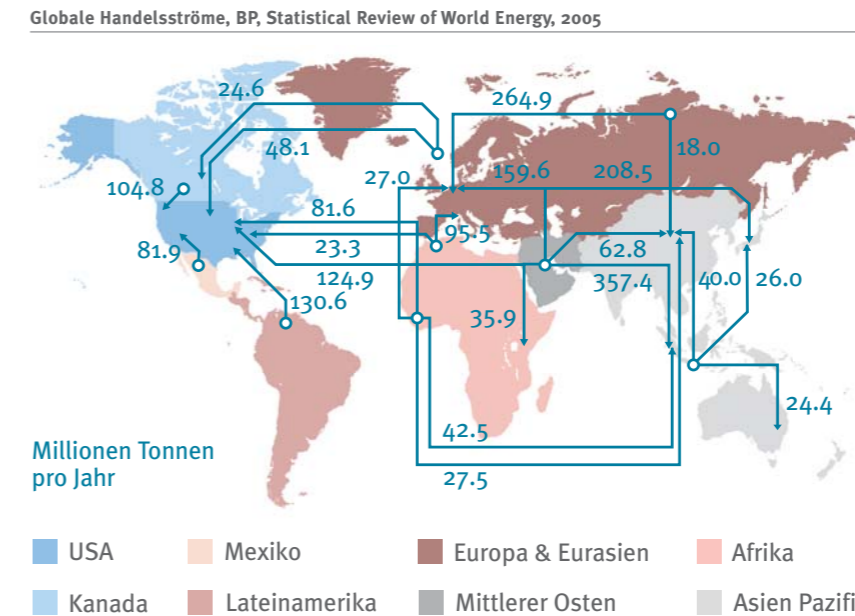
3. Die geografische Verfügbarkeit von Erdöl

Die Handelsströme des Erdöls

Erdölvorkommen sind nicht gleichmässig über die Erdoberfläche verteilt. Einige Regionen verfügen über viel, andere vermutlich über gar kein Erdöl. Und bestimmte Regionen sind noch nicht oder nur unvollkommen erforscht. Die grössten nachgewiesenen konventionellen Erdölreserven liegen in den Ländern des Mittleren Ostens: Im Irak, im Iran, in Kuwait, in Saudi Arabien und in den Vereinigten Arabischen Emiraten.



Die weltweit unterschiedlich verteilte Verfügbarkeit von Erdöl hat zur Folge, dass Erdöl aus den «Überschussregionen» – namentlich dem Mittleren Osten, Russland und Afrika – in die wichtigsten «Verbrauchsregionen» wie Westeuropa, die USA und den pazifische Raum, transportiert werden muss. Daraus sind global bedeutende Handelsströme und Wirtschaftszweige entstanden, die eine immense Infrastruktur an Transportmitteln und Pipelines mit entsprechenden Ver- und Entladeeinrichtungen erfordern.



Attraktive Perspektiven für neue Ölfunde

Um den künftigen Welt-Erdölbedarf zu decken wird neben der Weiterentwicklung der bereits bekannten Erdölreserven auch die Suche nach neuen Vorkommen in bisher weniger erforschten Regionen vorangetrieben.

Grosse Potenziale für neue Öl- und Gasfunde bestehen in Russland, insbesondere in der russischen Arktis, in der westsibirischen Senke, im Lena Delta und in den Küstengewässern der Beringsee sowie im Norden und Osten der Sachalin-Insel und im kaspischen Becken.

In Zentralasien bestehen grosse und mit modernen Methoden wenig erforschte Potenziale in Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan. Ebenso bestehen in China sehr gute Perspektiven.

Die neuesten Funde im Tschad und im Sudan zeigen, dass auch in Afrika noch bedeutende Vorkommen auf ihre Entdeckung warten dürften. Auch die Küstengewässer zwischen Libyen, Tunesien und Malta gelten als sehr aussichtsreich.

Grosse Potenziale bestehen sodann in den Tiefgewässern der Kontinentalsockel entlang der Küstenlinien des Atlantiks, in der Karibik und im Golf von Mexiko, im pazifischen und indischen Ozean und am Rand des Schwarzen Meers.

Die grössten Chancen für neue Erdölfunde liegen in Russland, Zentralasien und China. Auch in Afrika und den Böden der Ozeane werden bisher nicht erschlossene Ölvorkommen vermutet. Bisher vergleichsweise wenig genutzt sind die globalen Schweröl- und Ölschieferorkommen.

Mit «Peak Oil» bezeichnet man das Produktionsmaximum einer einzelnen Bohrung, eines einzelnen Ölfeldes oder einer ganzen Region. Umgangssprachlich meint «Peak Oil» den Zeitpunkt, in dem die Hälfte des verfügbaren Erdöls verbraucht ist.

Bedeutende Schwerölvorkommen schlummern in den Teersanden Kanadas und Venezuelas sowie in den Teergürteln von Madagaskar (Bernolanga), Nigeria und Russland. Und schliesslich finden sich grosse Vorräte an Ölschiefern vor allem in Australien, Brasilien, China, Russland, Südafrika und den USA.

4. Peak Oil

Die Geschichte der Peak Oil-Theorie

Beim Abbau von Erdöl aus einer Lagerstätte beginnt die Produktion bei Null, steigt dann auf ein technisches Maximum und sinkt danach wieder ab. Aufgrund der geologischen Gegebenheiten erleichtert der hohe Druck im Ölfeld anfänglich die Produktion. Je mehr der Druck nachlässt, desto mehr wirkt sich die Zähigkeit des Erdöls auf das Produktionsverhalten aus. Tendenziell nimmt dann die Förderrate mit jedem weiteren Fass wieder ab bis die Lagerstätte wirtschaftlich und/oder technisch nicht weiter nutzbar ist. Grafisch dargestellt entsteht eine Art Glockenkurve der Produktion.

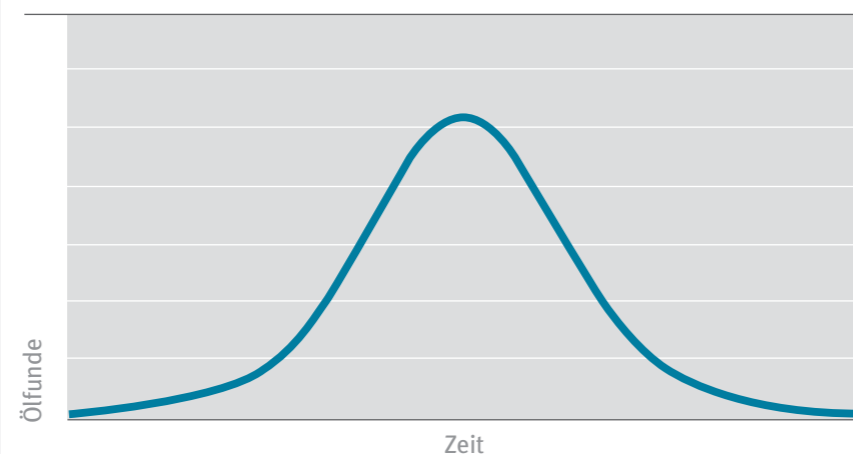
Mit «Peak Oil» bezeichnet man das Produktionsmaximum einer einzelnen Bohrung, eines einzelnen Ölfelds oder einer ganzen Region.

Um 1950 stellte Dr. M. King Hubbert, ein Geologe von Shell, fest, dass die Entdeckung neuer Erdölfelder in den USA bei grafischer Darstellung auf einer Zeitachse einer glockenförmigen Kurve folgt.

Der Grund dafür liegt darin, dass die Erfolgsrate in der Exploration anfänglich gering ist, da Geologen erst wenige Anhaltspunkte dafür haben, wo mit den besten Erfolgsaussichten gesucht werden soll. Mit der Zeit steigt die Erfolgsrate, da mehr und bessere Informationen über den Untergrund zur Verfügung stehen. Da die Vorkommen aber begrenzt sind, erreicht man schliesslich einen Punkt, bei dem das meiste Erdöl gefunden wird. Ab diesem Zeitpunkt wird es schwieriger, weitere Erdölvorkommen zu finden.

Hubbert postulierte, dass auch die Produktion aus den gefundenen Erdölfeldern mit einer gewissen Zeitverschiebung einer ähnlichen Kurve folgen würde. Diese glockenförmige Kurve, die an eine Gauss'sche Normalverteilungskurve erinnert, wird deshalb heute die «Hubbert-Kurve» genannt.

Modellhafter Verlauf der Peak Oil Kurve, IEA, Resources to Reserves, 2005

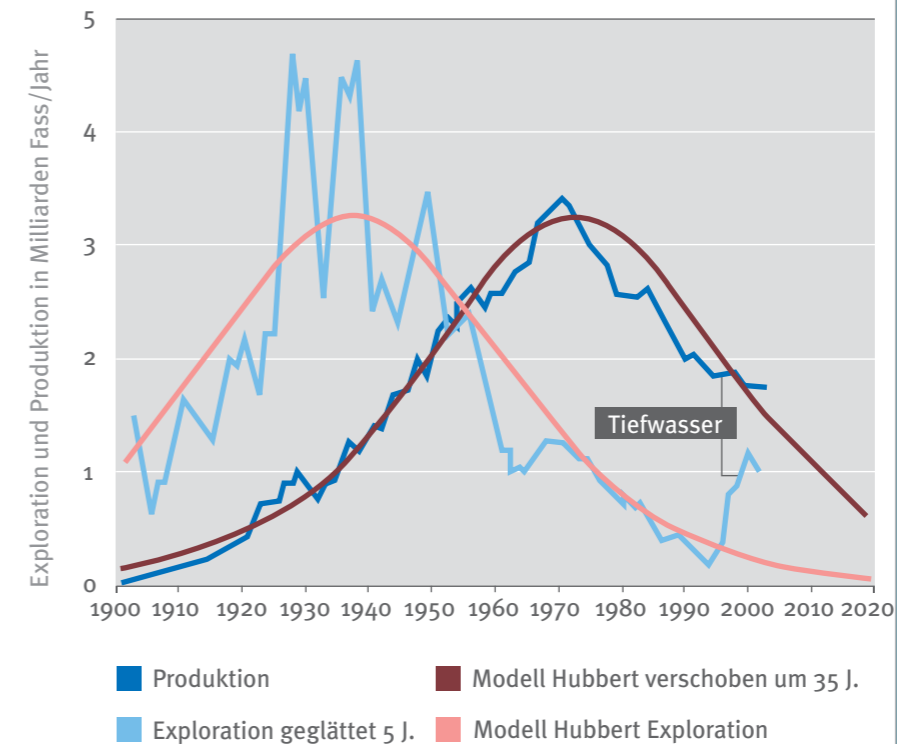


Eingeschränkte Bedeutung der Peak Oil-Theorie

Da Hubberts Produktions-Kurve gleichförmig verläuft, besagt sie auch, dass der Höhepunkt der Produktion, der so genannte «oil peak» oder «Hubberts peak» mit demjenigen Zeitpunkt zusammenfällt, in dem rund 50% des nutzbaren Erdöls gefördert ist.

Auf der Basis seiner Überlegungen sagte Hubbert 1956 richtig voraus, dass die Erdölproduktion in den USA zwischen 1965 und 1970 ihren Höhepunkt erreichen werde. Denn tatsächlich wurde in den USA das Produktionsmaximum 1971 erreicht. Seine Voraussage traf jedoch nur deshalb zu, weil im beobachteten Zeitraum keine signifikanten Veränderungen der politischen Rahmenbedingungen, der Fördertechnologien sowie der wirtschaftlichen Entwicklung eingetreten waren. Die USA förderten deshalb kein zusätzliches, eigenes Erdöl, weil es unter den damaligen Umständen wirtschaftlich interessanter war, den Mehrbedarf durch Importe abzudecken.

Exploration und Produktion der USA im Vergleich, IEA, Resources to Reserves, 2005



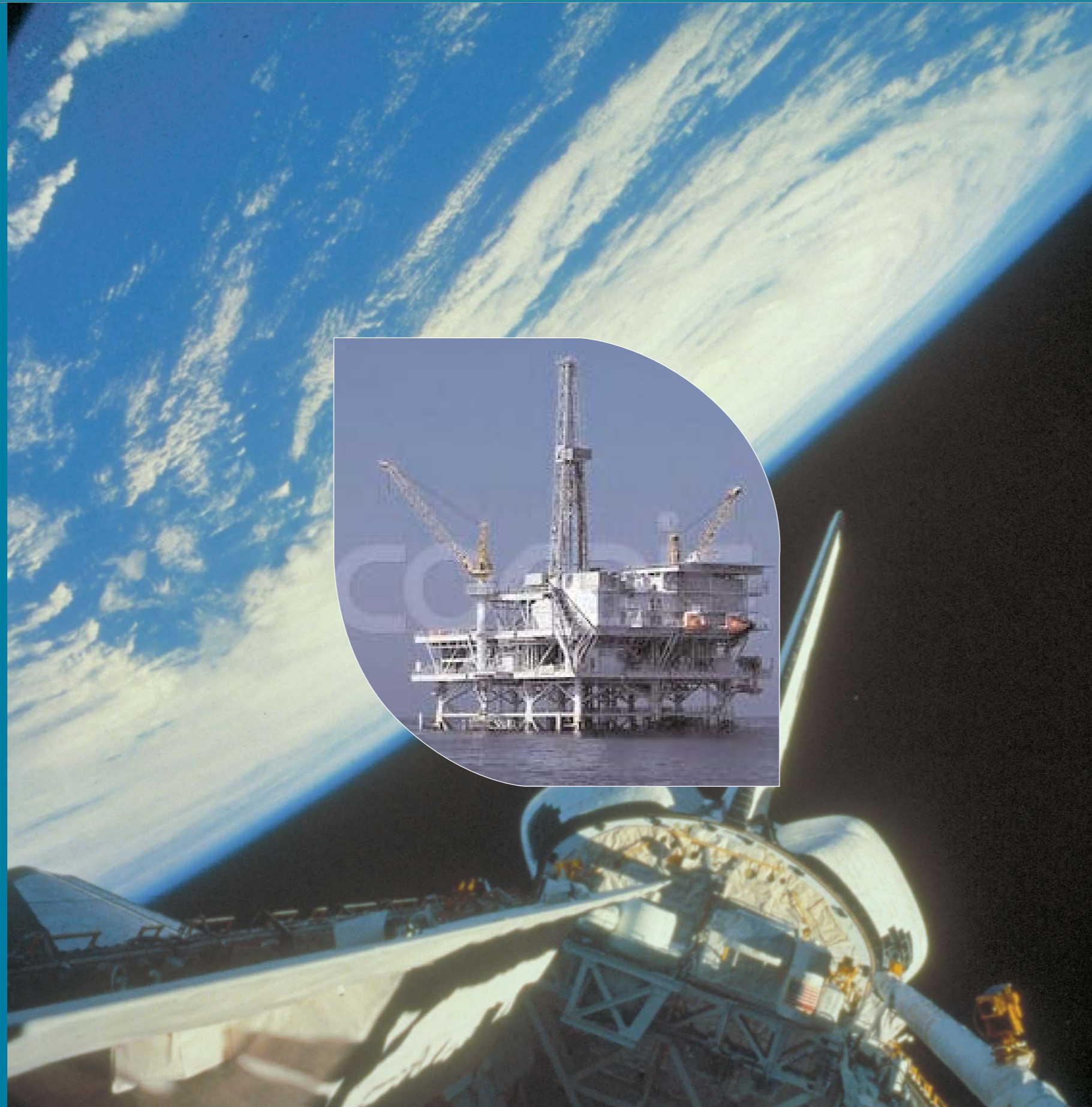
Eine kritische Beurteilung der Peak Oil-Theorie zeigt, dass verschiedene spezifische Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit sie den Praxistest besteht: gutes Datenmaterial über die bestehenden Reserven, ein stabiler Markt mit hohen Wachstumsraten sowie die Möglichkeit für freie Importe, die einen massiven Preisanstieg verhindern. Im Falle der USA traf das zu.

Die Anwendung der Peak Oil-Theorie auf die globale Erdölwirtschaft zeigt aber, dass ihre Resultate wenig verlässlich sind:

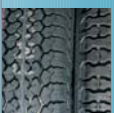
- Hubbert sagte auf der Basis seiner Theorie das Welt-Produktionsmaximum auf einen Zeitpunkt zwischen 1995 und 2000 voraus. Er irrte sich und konnte seine frühere, erfolgreiche Voraussage nicht wiederholen.

Die Anwendung der Peak Oil Theorie auf die globale Erdölwirtschaft ist an spezifische Voraussetzungen gebunden, welche in der Realität kaum anzutreffen sind.

Seit dem Frühjahr 2003 hat sich der Erdölpreis von 25 Dollar pro Fass auf zeitweise über 75 Dollar pro Fass erhöht. Diese Verdreifachung des Erdölpreises war die direkte Folge eines überraschend starken Nachfragerwachstums vor allem im pazifischen Raum. Mit dem Nachfragerwachstum konnte das Angebot vorübergehend nicht Schritt halten. Dieses kurzfristige Marktphänomen hat aber die alte Frage nach der langfristigen Verfügbarkeit von Erdöl wieder in den Vordergrund gerückt.



oilfacts.ch



In der Wirklichkeit der Ölindustrie gibt es eine Vielzahl von Kurven für den Verlauf der Ölproduktion. Das Hubbert-Modell ist für die eindeutige Voraussage der zukünftigen Erdölversorgung untauglich.

■ Ebenfalls auf der Basis des Hubbert Modells fiel vor allem Dr. Collin Campbell – ebenfalls Geologe – mit seinen Fehlprognosen auf, der den Peak Oil schon für 1989 und 1997 angekündigt hatte und danach mit seiner «Association for the Study of Peak Oil» (ASPO) eine Bewegung ins Leben rief, die ihrerseits den Höhepunkt für die Produktion von konventionellem Erdöl auf anfangs 2004 prognostizierte, ihn aber mittlerweile – in Anerkennung neuer Entwicklungen – auf 2010 zurückverlegt hat.

Wie fast alle publizierten Voraussagen über Erdölreserven und zukünftige Verbrauchsmuster sind auch die «Peak Oil-Prognosen» vereinfachte Projektionen. Sie ignorieren künftige Veränderungen der Reserven – nach oben und nach unten – und die den Erdölreserven zugrunde liegenden politischen, ökonomischen, ökologischen und technologischen Variablen.

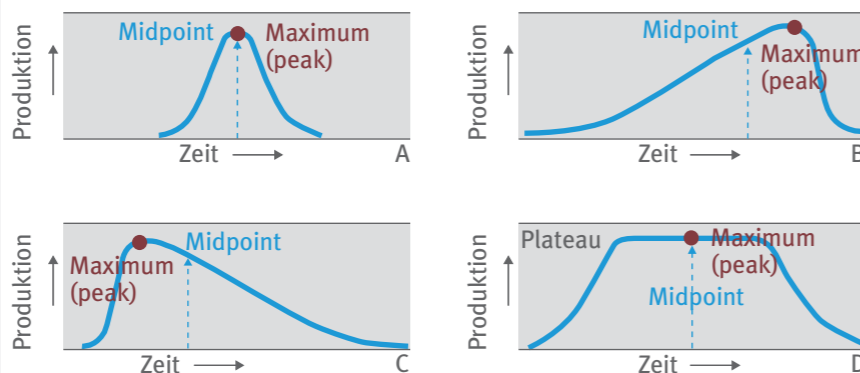
Konsequenzen für die Peak Oil-Debatte

In der Regel werden Vorhersagen auf der Basis der Hubbert-Theorie nicht für die Gesamtheit der Erdölressourcen getroffen, sondern nur für jene Kategorie, die als konventionelles Erdöl (vgl. Kapitel 2) bezeichnet wird. Nicht-konventionelles Erdöl wird von den Anhängern der Peak Oil-Theorie gewöhnlich nicht mitgezählt.

Das bedeutet, dass mit den «Peak Oil»-Methoden umfangreiche Erdölressourcen, die mit dem Einsatz neuer Technologien und bei höheren Preisen neu gesichert werden können, keine Berücksichtigung finden.

In der Wirklichkeit der Ölindustrie gibt es zudem eine Vielzahl von möglichen und tatsächlich beobachteten Kurven für den Verlauf der Ölproduktion. Nur eine davon (A) weist das Gauss'sche Muster der Hubbert-Kurve auf.

Mögliche schematische Ölproduktionskurven, Oil Gas, 1/2006



Das Hubbert-Modell hat sich für eine Voraussage der Welt-Peak-Produktion als untauglich erwiesen. Es zeigt einzig, dass ein weltweites Öl-Produktionsmaximum in Zukunft einmal erreicht werden wird und ruft damit in Erinnerung, dass Erdöl letztlich eine endliche Ressource ist. Die Kritiken an der «Hubbert-Methode» sind denn auch sehr zahlreich.

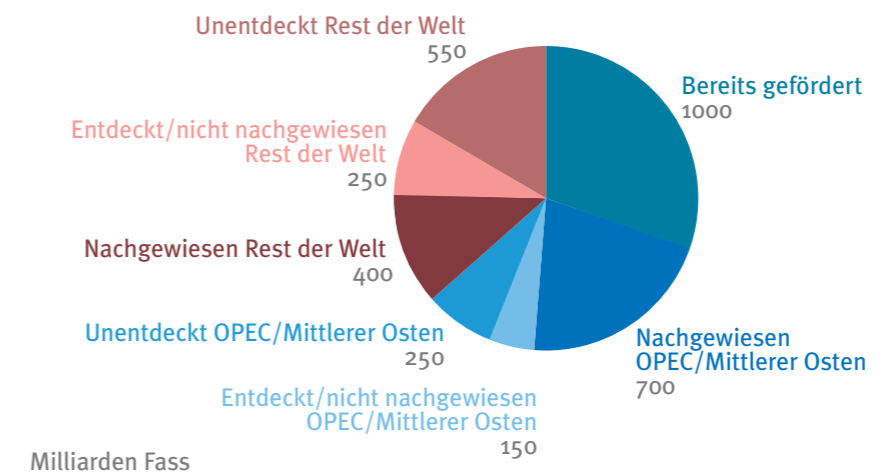
5. Übersicht der globalen Erdölvorkommen

Das konventionelle Erdöl

Verschiedene Studien gehen davon aus, dass gemäss heutigem Stand rund 3 Billionen Fass Erdöl konventionell förderbar sind.

- ExxonMobil schätzt die förderbaren, konventionellen Erdölressourcen der Welt auf 3,2 Billionen Fass (Energy Outlook 2005).
- Die IEA schätzt die förderbaren, konventionellen Erdölressourcen der Welt auf 3,3 Billionen Fass (Reserves to Resources, 2005).
- Der United States Geological Survey aus dem Jahr 2000 nennt ein Mittel von 3 Billionen Fass förderbarer, konventioneller Erdölressourcen.

Geschätzte globale konventionelle Ölvorkommen, IEA, Resources to Reserves, 2005



Die oben genannten Einschätzungen beinhalten Erdölvorkommen, die in den bisher noch nicht oder ungenügend erforschten Regionen der Welt aufgrund der bekannten Geologie mit hoher Wahrscheinlichkeit erwartet werden können.

Ebenfalls enthalten ist eine Wachstumskomponente der bereits bekannten Reserven, da tendenziell die Reserveschätzungen über die Zeit erhöht werden.

Dafür gibt es mehrere Gründe:

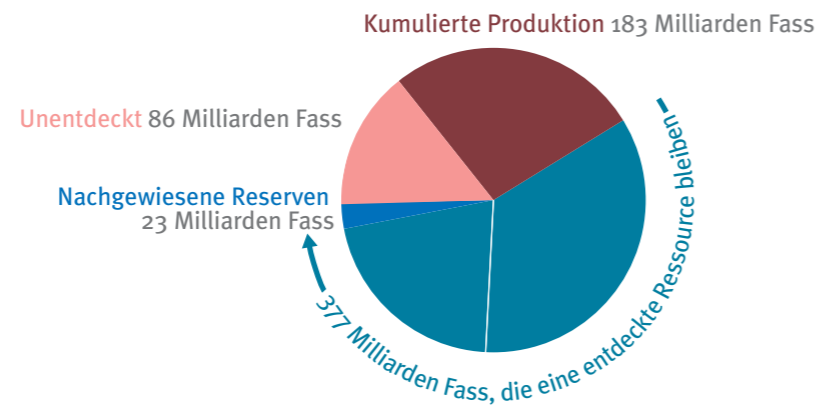
- Anfängliche Schätzungen sind in der Regel konservativ. Das heisst, sie werden normalerweise später nach oben korrigiert.
- Durch weitere Bohrungen im Umfeld eines bekannten Erdölfeldes können zusätzliche Vorkommen entdeckt werden.
- Bekannte Vorkommen, die bei einem bestimmten Preisniveau wirtschaftlich zunächst nicht interessant sind, werden rentabel.
- Bekannte, bisher unerschlossene Vorkommen werden durch technologische Fortschritte förderbar.

Man geht davon aus, dass bisher weltweit nur ca. 35% des Erdöls aus bekannten Erdölreserven gefördert worden ist.

Es gibt alleine 3 Billionen Fass Erdölreserven, die mit den heute gebräuchlichen Fördermethoden erschliessbar sind. Man geht zudem davon aus, dass bisher nur ca. 35% des Erdöls aus bekannten Erdölfeldern gefördert worden ist.

Bereits genutzte Erdölfelder bergen noch viel Potenzial. Es wird jedoch erst bei anhaltend hohen Erdölpreisen genutzt werden können. Fortgeschrittene Fördertechnologien (tertiäre Förderung) lassen einen Reservezuwachs von 300 bis 600 Milliarden Fass erwarten.

Öl-Bilanz der US-Felder, IEA, Resources to Reserves, 2005



Mit Ausnahme der USA verfügt jede Region der Welt über mehr konventionelle Erdölreserven als bereits produziert wurde. Dennoch weisen die USA noch nicht genutzte Erdölressourcen von 377 Milliarden Fass aus. Die grössten verbleibenden konventionellen Erdölressourcen liegen im Mittleren Osten und in Russland.

Entwicklungstrends bei der Förderung konventionellen Erdöls

Bei der Erdölförderung wird in einer ersten Phase Öl durch den natürlichen Druck oder durch «Verpumpung» an die Oberfläche gefördert. Danach wird in einer zweiten Phase (secondary recovery) Wasser oder Gas in das Reservoir eingespritzt und damit zusätzliches Öl aus der Lagerstätte gefördert. In einer dritten Phase (tertiary recovery) werden schliesslich komplexere Substanzen eingespritzt wie Dampf, Polymere, Chemikalien, CO₂ oder Mikroben, mit denen die Nutzungsrate nochmals – und oft um ein Mehrfaches – erhöht werden kann.

Je nach Reservoirstruktur können in der ersten Phase 10 – 30% des vorhandenen Öls gefördert werden und in der zweiten Phase weitere 10 – 30%; insgesamt in der Regel also 20 – 60% des vorhandenen Öls.

Höhere Förderraten sind nur in der dritten Nutzungsphase zu erreichen, die bei Ölpreisen von 40 Dollar pro Fass wirtschaftlich wird.

Angesichts des hohen Preisniveaus und der globalen Marktdynamik ist damit zu rechnen, dass sich die tertiäre Förderung stark intensivieren wird. Das könnte insbesondere in den USA zu einem erheblichen Wiederanstieg der einheimischen Produktion führen, da dort in bekannten Lagerstätten noch grössere Erdölreserven auf ihre Förderung mittels tertiärer Nutzbarmachung warten.

Das Potenzial der tertiären Förderung

Gerade in den grossen Erdölfeldern des Mittleren Ostens erreichen die bisherigen Nutzungsraten oft nur 5 – 10%. Wenn es gelingt, die durchschnittliche Nutzungsrate weltweit um nur 5 – 10% zu erhöhen, entstehen damit neue Reserven, die grösser sind, als die aktuellen Reserven Saudi-Aubiens.

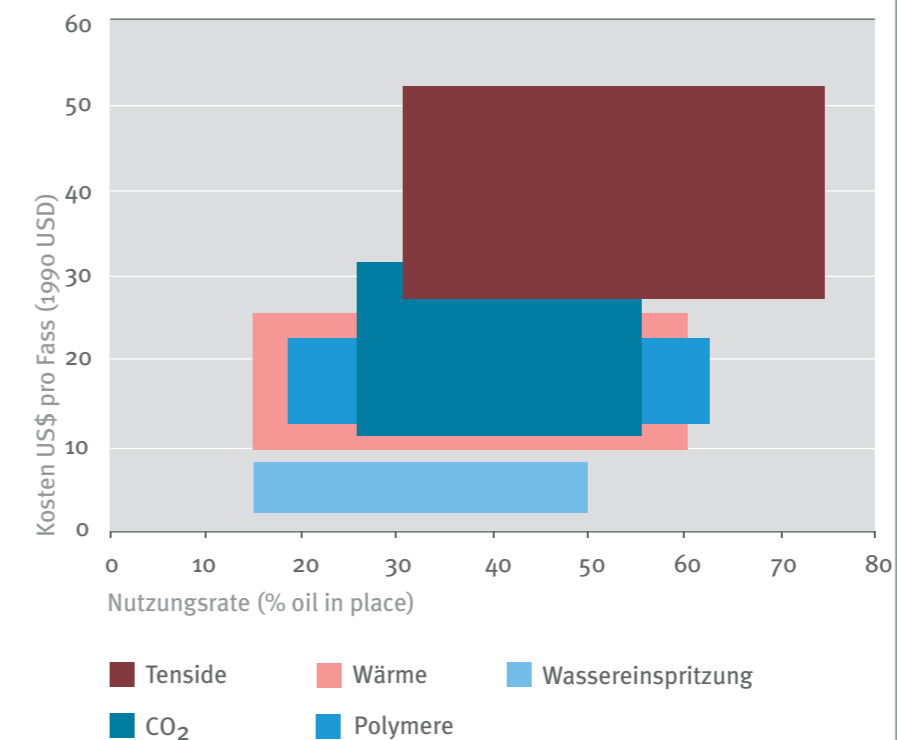
Jede weitere Erhöhung der Nutzungsrate in dieser Grössenordnung schafft somit ein «neues Saudi-Arabien».

Vor dem Hintergrund der aktuellen Förderraten in Norwegen, wo in einzelnen Feldern bereits eine Nutzungsrate von 50% erreicht wird, dürfte es nur eine Frage der Zeit sein, bis die tertiäre Nutzbarmachung bestehender Erdölfelder wirtschaftlich attraktiv wird.

Zudem werden zur Zeit bereits Versuche mit der Einspritzung von Natriumhydroxid, Oberflächenenspannern und Polymeren, die in alten, bestehenden Erdölfeldern eine zusätzliche Ausbeute von 20 – 30% erlauben sollen, in Texas und Oklahoma durchgeführt.

Die tertiäre Förderung mit chemischen Hilfsmitteln wird mit dem erhöhten Preisniveau weitere Fortschritte machen.

Geschätzte Kosten tertiärer Fördermethoden, IEA, Resources to Reserves, 2005



Es darf erwartet werden, dass mit tertiären Fördermethoden zusätzliche Erdölressourcen von ca. 300 – 600 Milliarden Fass erschlossen werden können, die in den heutigen Reserveschätzungen nicht berücksichtigt sind

Erdöl in der Tiefsee

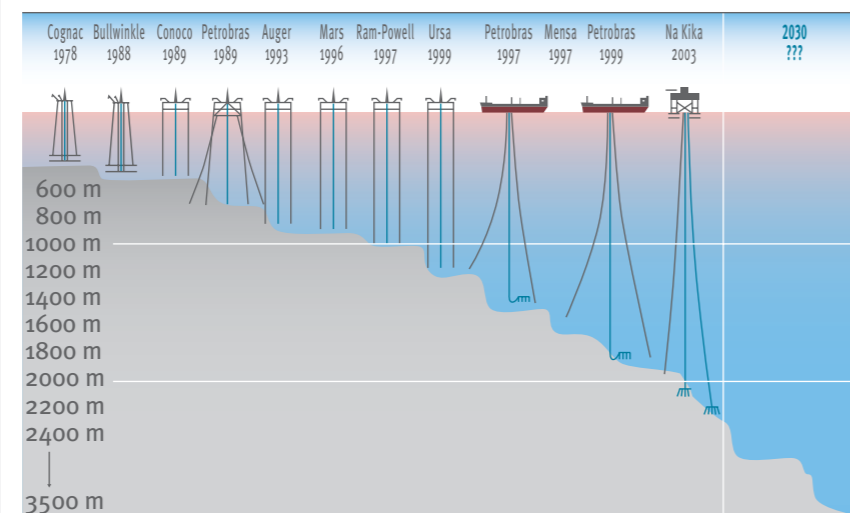
Die meisten Neuentdeckungen der Zukunft dürften in schwierig zugänglichen Explorationsgebieten gemacht werden. Rund ein Fünftel des noch nicht entdeckten konventionellen Erdöls ausserhalb des Mittleren Ostens wird in der Tiefsee und rund ein Drittel in arktischen Regionen vermutet. Für Tiefseebohrungen, die ursprünglich nur von fest auf dem Meeresgrund verankerten Plattformen aus vorgenommen wurden, werden heute dynamisch positionierte

Würde die weltweite Nutzungsrate der Erdölförderung auf das Niveau von Norwegen gehoben, stünden auf einen Schlag weitere Reserven in der vierfachen Grössenordnung von Saudi-Arabien zur Verfügung.

Wurden vor zehn Jahren Meerestiefen von 600 Metern für die Ölbohrungen noch als problematisch angesehen, fördert man heute vor Afrika aus 2000 Metern Wassertiefe. Das Potenzial ist bei weitem noch nicht ausgeschöpft.

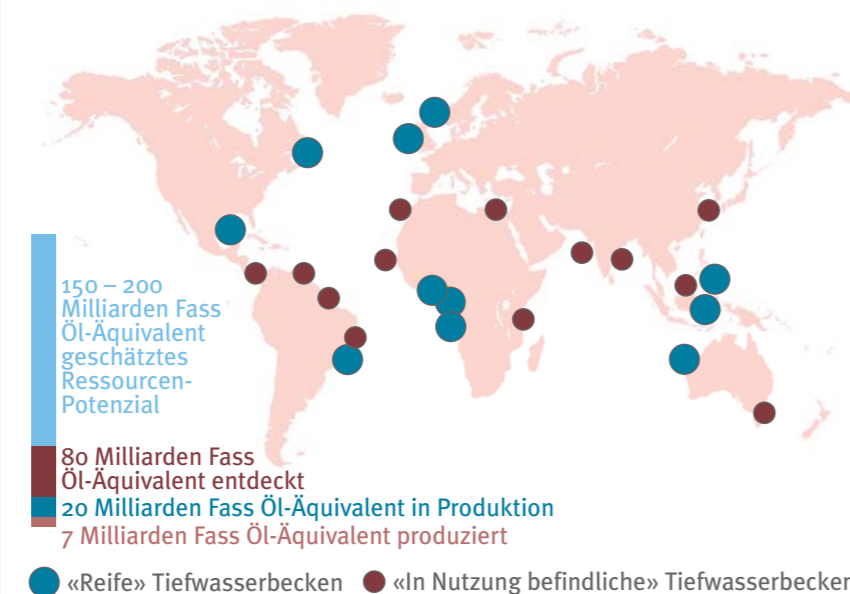
Schiffe eingesetzt, die über GPS ihre Position auf offener See metergenau einhalten können und Bohrungen bis in Tiefen von 3000 Metern ermöglichen. Mit «Tiefsee-Öl» bezeichnet man Erdöl, das aus Küstengewässern von beachtlicher Tiefe gefördert wird. Waren 1988 Wassertiefen von bis zu 600 Meter noch rekordverdächtig, liegt der heutige Rekord bei 3000 Metern, und Wassertiefen bis 2000 Meter sind vor Afrika, vor Brasilien und im Golf von Mexiko bereits Standard. Somit ist eine verbindliche Definition von «Tiefsee-Öl» nicht möglich.

Evolution der Tiefwasser-Technologie (Shell), IEA, Resources to Reserves, 2005



Die Fähigkeit der Erdölindustrie, mittels technologischen Innovationen in immer tiefere Gewässer vorzustossen, ist eindrücklich. Der technologische Fortschritt und die Innovationskraft wird das Vordringen in noch tiefere Gewässer mit hoher Wahrscheinlichkeit ermöglichen. Es wird geschätzt, dass rund 40% der noch nicht entdeckten Tiefwasser-Erdölressourcen in Wassertiefen zwischen 2000 und 3000 Metern liegen und weitere 30% in Tiefen bis 4000 Metern. Die IEA geht davon aus, dass in den noch nicht entdeckten Tiefseefeldern ein Potenzial von 120 Milliarden Fass freigesetzt werden kann.

Globale Tiefwasser-Potentiale, IEA, Resources to Reserves, 2005



Erdöl in den arktischen Regionen

In Alaska, in Nordkanada und in Russland ist die Industrie wegen den den klimatischen und logistischen Schwierigkeiten mit vergleichbaren technologischen Herausforderungen wie in der Tiefsee konfrontiert. Die Kosten der Suche nach neuen Vorkommen und für die Förderung in diesen Gebieten sind hoch und erreichen das Drei- bis Fünffache der Förderung in gemässigten Zonen. Beim heutigen Preisniveau ist die arktische Erdölförderung jedoch zunehmend rentabler und wird deshalb an Bedeutung gewinnen, denn es ist davon auszugehen, dass sich rund ein Viertel des noch nicht entdeckten Erdöls in diesen Regionen befindet.

Erdölfelder in Supertiefen

Die heutigen Ressourcenschätzungen gehen davon aus, dass in Tiefen über 4000 Metern kaum mehr Erdölvorkommen zu finden sein werden. Diese Einschätzung beruht allerdings nicht auf geologischen Analysen.

Tatsache ist, dass die Welt über viele Sedimentschichten verfügt, deren Mächtigkeit 10 km übersteigt; so beispielsweise im Golf von Mexiko, im Kongo-Becken oder in Westsibirien. Es gibt keine Gründe, warum solche Sedimentschichten nicht auch ölführende Schichten enthalten sollten.

Vor diesem Hintergrund sind bereits Versuchsbohrungen auf bis zu 12000 Metern Tiefe durchgeführt worden und das Energiedepartement der Vereinigten Staaten befürwortet die industrielle Anwendung dieser Technologie im Rahmen seines «Deep Trek»-Programms.

Es gibt Spekulationen, dass sich mit dieser Technologie bis zu 300 Milliarden Fass an zusätzlichen konventionellen Erdölressourcen auffinden lassen, die in den heutigen Schätzungen für konventionelle Ressourcen nicht berücksichtigt sind.

Nicht-konventionelles Erdöl

Nicht-konventionelles Erdöl (vgl. Kapitel 2) birgt ein erhebliches Förderpotenzial in sich, das mit dem des konventionellen Erdöls praktisch vergleichbar ist.

Schweröl, Teersande, Bitumen

Die Schweröl-Ressourcen der Welt liegen zum grössten Teil in Kanada und Venezuela. Das Potenzial erreicht dort über 2,5 Billionen Fass bzw. 1,5 Billionen Fass in Form von flüssigem Schweröl und abbaubarem Bitumen. Bedeutende nicht-konventionelle Erdölressourcen finden sich auch in Russland.

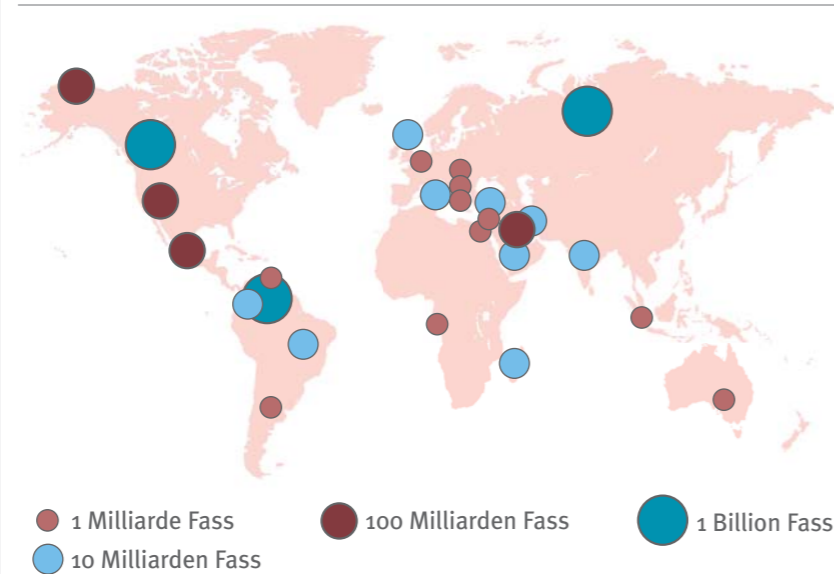
Teersande werden im Tagbau gefördert. Unter Zuführung von Hitze, Wasser und Lösungsmitteln wird das Bitumen aus dem Fels gelöst. Für den Transport muss die Viskosität des Bitumens reduziert werden. Dies geschieht entweder

Schätzungsweise liegen in arktischen Gebieten rund 200 Milliarden Fass konventionelles Erdöl. Ihre Förderung beginnt sich beim heutigen Preisniveau zu lohnen.

Bis jetzt wurde Erdöl meist nur bis in eine Tiefe von max. 3000 Metern gesucht. Es spricht geologisch nichts dagegen, dass auch darunter ölführende Schichten zu finden sind. Erste Versuchsbohrungen bis auf 12'000 Meter laufen.

Die Kosten der Ölproduktion aus Teersanden sinken und machen die Förderung schon heute wirtschaftlich attraktiv. Teersande werden mehr und mehr den gesicherten Reserven hinzugezählt.

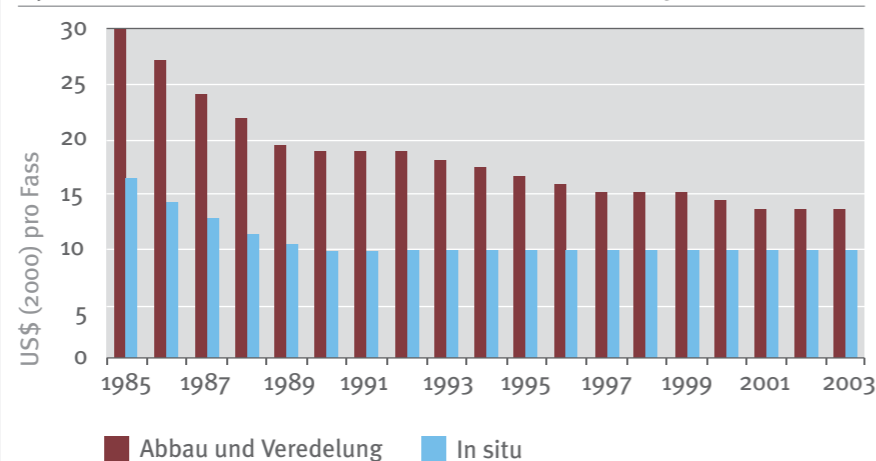
Globale Schwerölrressourcen, IEA, Resources to Reserves, 2005



über den Entzug von Kohlenstoff aus dem Bitumen oder durch Zuführung von Wasserstoff oder leichteren Kohlen-Wasserstoffverbindungen. Können diese nicht-konventionellen Erdölressourcen bei einer Förderungsrate von 20% rentabel nutzbar gemacht werden, verfügten Kanada und Venezuela über Erdölreserven, die grösser wären als die gesamten konventionellen Erdölreserven des Mittleren Ostens. Seit der Einführung eines attraktiven Steuer- und Royalty-Gesetzes im Jahre 2003 zählt Kanada deshalb bereits 175 Milliarden Fass Schweröl zu den nachgewiesenen Erdölreserven des Landes und hat damit nach Saudi Arabien die zweitgrösste Reservenbasis der Welt.

Die Kosten der Erdöl-Produktion aus Teersanden sind in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken und liegen heute in der Grössenordnung von 15 Dollar pro Fass. Dies erklärt den enormen Aufschwung der Erdölproduktion aus Teersanden, die 2005 bereits über 1 Million Fass pro Tag erreicht hat und in den nächsten Jahren dank neuer Projekte auf über 3 Millionen Fass steigen wird. Einige flüssige Schweröle können aufgrund ihrer Viskosität nur mit Einspritzung von Dampf vor Ort («in situ») und anderen neu entwickelten Fördertechniken gefördert werden. Trotz dieses Aufwandes liegen die Kosten bei nur rund 20 Dollar pro Fass.

Ölproduktionskosten kanadischer Teersande, IEA, Resources to Reserves, 2005



Die stark gesunkenen Produktionskosten und die höheren Erdölpreise lassen erwarten, dass die nicht-konventionellen Erdölressourcen der Welt in Zukunft intensiver genutzt werden.

Die IEA geht davon aus, dass von den geschätzten 4 bis 6 Billionen Fass unkonventionellen Erdölressourcen mindestens 2 Billionen Fass wirtschaftlich und technisch förderbar sein werden. Insgesamt sind die technologischen Fortschritte bei der Förderung von nicht-konventionellem Erdöl erheblich.

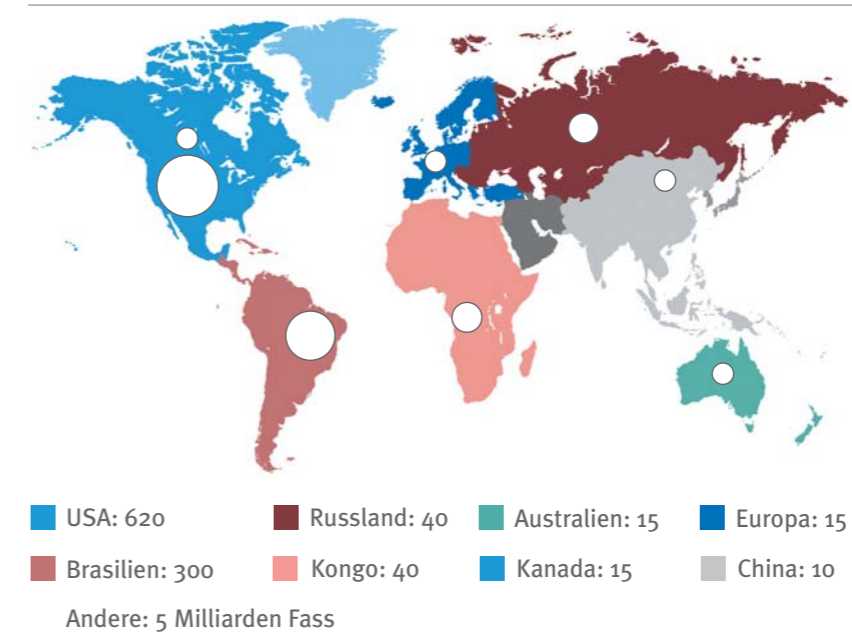
Diese Mengen sind bei einer Betrachtung der weltweiten Erdölvorkommen zu den globalen Erdölressourcen und Erdölreserven hinzuzuzählen.

Ölschiefer

Als Ölschiefer bezeichnet man Gesteinsformationen an der Erdoberfläche, die einen markanten Anteil an Kerogen enthalten. Ölschiefer kommen in grossen Mengen vor. Die Nutzbarmachung des Ölschiefers unter kommerziellen Bedingungen würde ein enormes Reservepotential freisetzen.

Es ist davon auszugehen, dass das weltweite Potenzial aus Ölschiefen bis zu 2,6 Billionen Fass Erdöl betragen könnte, davon 1,6 Billionen Fass alleine in den USA.

Abbaubare Ölschiefervorkommen der Welt, IEA, Resources to Reserves, 2005



Die Erdölgewinnung aus Schiefen ist energieintensiv und braucht viel Wasser. Die Förderkosten werden auf der Basis von experimentellen Versuchen aus den frühen 80er Jahren auf 25 Dollar pro Fass geschätzt. Shell arbeitet zurzeit an einem Pilotprojekt unter Verwendung elektrischer Energie, das bei einem Erdölpreis von 20 Dollar pro Fass wirtschaftlich sein soll.

Das Energiedepartement der USA rechnet mit bis zu 2 Billionen Fass Erdöl aus Ölschiefen, die im Jahre 2020 produziert werden könnten.

Die Erdölproduktion aus Ölschiefen stellt ebenfalls ein bedeutendes Potenzial für die Zukunft dar. Das Energiedepartement der USA rechnet mit bis zu 2 Billionen Fass Erdöl aus Ölschiefen.

Die Welt-Kohlereserven reichen für mehrere hundert Jahre. Entsprechende Verfahren zur Herstellung von schwefelarmen Motorentreibstoffen sind technisch ausgereift und rentabel.

Gas-to-Liquids (GTL) und Coal-to-Liquids (CTL)

Als weitere nicht-konventionelle Erdölressourcen sind schliesslich die Gas-to-Liquids (GTL) bzw. Coal-to-Liquids (CTL)-Technologien zu nennen.

Erdgas kann mittels einer Synthesegasherstellung und dem anschliessenden Einsatz des so genannten Fischer-Tropsch-Verfahrens in flüssige Kohlenwasserstoffe umgewandelt werden, aus denen hochwertige, schwefelarme Motorentreibstoffe gewonnen werden können. Die Kohlevergasung mit Fischer-Tropsch Technologie führt zum selben Ergebnis.

Alle Verfahren sind technisch ausgereift und bei einem Ölpreis von 25 Dollar pro Fass rentabel. Grossanlagen für CTL sind in Südafrika bereits in Betrieb und in China im Bau. Die erste industrielle GTL-Anlage nahm in Malaysia 1993 den Betrieb auf und eine weitere GTL-Grossanlage ist in Katar im Bau und soll 2009 fertig gestellt sein.

Die Welt-Kohlereserven können noch auf mehrere Jahrhunderte hinaus die wachsende Energienachfrage decken.

6. Neue Technologien und Investitionsbedarf

Die Erdölindustrie – am Puls des technologischen Fortschritts

Die Fördertechnologien haben seit Beginn des Erdölzeitalters ungeahnte Fortschritte gemacht. Das ist einer der Gründe, warum die nachgewiesenen Reserven trotz ständig wachsenden Konsums immer weiter ansteigen konnten.

War die Erdöl-Exploration anfänglich eine auf Naturbeobachtung und Oberflächentopografie beschränkte Tätigkeit, deren Erfolg oft Zufallscharakter hatte, ist sie heute eine hoch technologisierte Wissenschaft geworden. Erfolgversprechende geologische Strukturen können mittels Satellitenvermessung, Seismik und elektromagnetischer Resonanzabklärung auf ölführende Schichten untersucht werden. Modernste Computertechnik erlaubt eine mehrdimensionale und realitätsnahe Modellierung der Sedimente. Selbst deren historische Entwicklung kann detailliert nachgerechnet werden. Der Aussagegehalt geologischer Bodenuntersuchungen konnte dadurch massgebend präzisiert und damit die Chancen für erfolgreiche Bohrungen entsprechend erhöht werden.

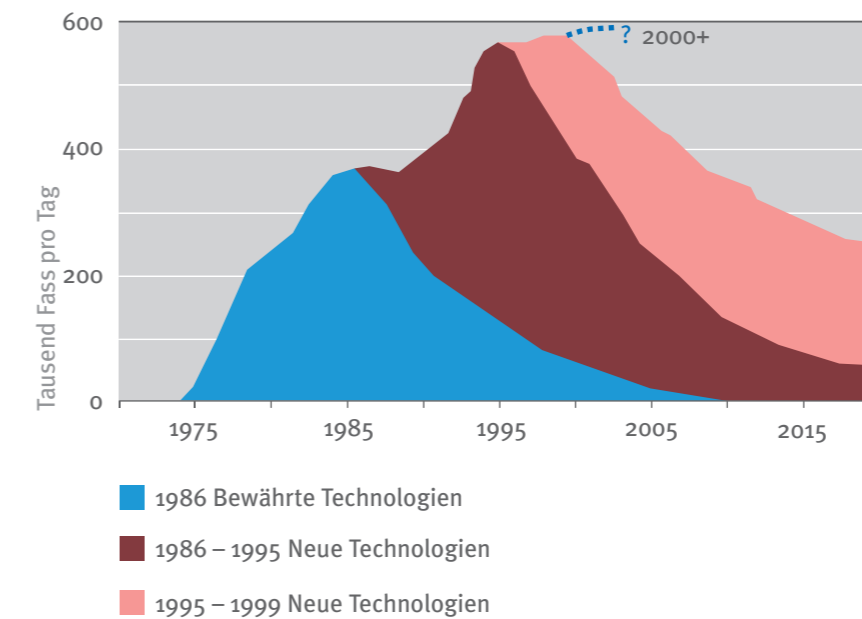
Ging man bei den ersten Ölbohrungen in Pennsylvania im Jahr 1864 noch rustikal mit Schaufeln und Eimern zu Werke, kommen heutzutage Diamantbohrköpfe zum Einsatz, die eine enorme Bohrtiefe ermöglichen. Horizontale und vertikale Richtungsänderungen über Distanzen bis zu 10 km sind ohne weiteres durchführbar. Koordiniert und ferngesteuert werden die gesamten Untergrundaktivitäten aus Kontrollzentren, die an die High-Tech Einrichtungen bei Raumfahrt-Missionen erinnern.

Die Bewirtschaftung eines Ölfeldes bestand früher überwiegend darin, über eine Ventilsteuerung den natürlichen Ölfluss zu regulieren. Heutzutage werden in modernen Ölfeldern komplexe Computersimulationen der Untergrundstruktur vorgenommen und entsprechend analysiert. Die Resultate dienen dazu, den Standort weiterer Bohrungen festzulegen und z.B. die Zuführung

von Dampf, Gas, CO₂ oder komplexeren Flüssigkeitsmischungen zu bestimmen. Die im Untergrund gesammelten Datenströme können in dreidimensionalen Computeranalysen in eigentliche «virtuelle Realitäten» des Untergrunds umgewandelt werden und ermöglichen eine effizientere Bewirtschaftung der Untergrundstruktur und eine wesentliche Steigerung des Entölungsgrades.

Der technologische Fortschritt baut die Möglichkeiten der Ölexploration und -förderung in immer unzugänglicheren Fördergebieten und unter diffizileren Bedingungen kontinuierlich aus. Von weiteren Technologiefortschritten mit positiven Effekten auf die Rahmenbedingungen der Erdölgewinnung ist auszugehen.

Auswirkungen der Technologiefortschritte auf die Nordsee-Produktion, IEA, Resources to Reserves, 2005



Investitionsperspektiven

Technologischer Fortschritt ruft nach Investitionen und braucht Entwicklungszeiten. Die starken Preisfluktuationen der letzten 25 Jahre an den Welterdölmärkten haben dazu geführt, dass die Investitionen in Forschung und Entwicklung in der Erdölindustrie relativ bescheiden waren. Solche Investitionen werden bei Fehlen eines sicheren Planungshorizontes nur im nötigsten Umfang getätigt. Es ist davon auszugehen, dass der eindruckliche technologische Fortschritt der 90er Jahre eine Folge der Ölkrise von 1973 und 1979 war, und dass die eher bescheidenen Forschungs- und Entwicklungsausgaben der Industrie in den letzten Jahren vom tiefen Preisniveau Ende der 90er Jahre mit beeinflusst waren.

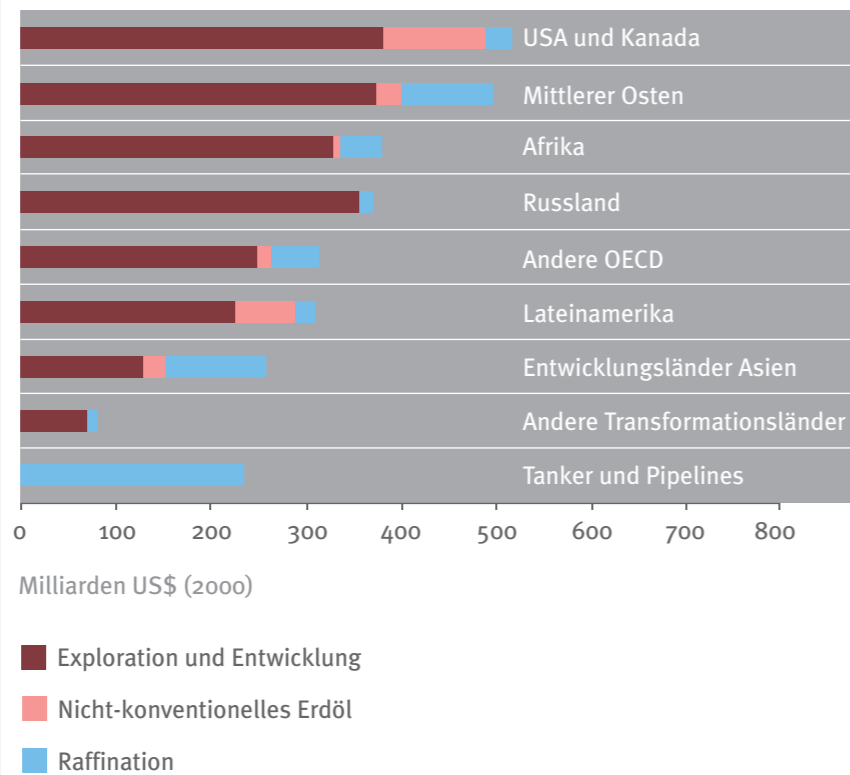
Es darf als gesichert gelten, dass die höheren Erdölpreise von heute den technologischen Fortschritt zur Förderung fossiler, alternativer und erneuerbarer Energieträger beflügeln werden, da erhöhte Gewinnanreize bestehen und höhere Förderungskosten durch die gestiegenen Preise kompensiert werden können.

Modernste Messtechniken und Computersimulationen erhöhen die Chance, neue ergiebige Ölfelder zu finden sowie den Entölungsgrad bestehender Ölfelder erheblich zu steigern.

Technologischer Fortschritt löst Investitionen aus. Investitionen verlangen nach einem sicheren Planungshorizont. Regierungen sind gefordert, geeignete Rahmenbedingungen für eine langfristige Erdöl-Versorgungssicherheit zu schaffen.

Es darf als gesichert gelten, dass die höheren Erdölpreise von heute den technologischen Fortschritt zur Förderung fossiler, alternativer und erneuerbarer Energieträger beflügeln werden, da erhöhte Gewinnanreize bestehen und höhere Förderungskosten durch die gestiegenen Preise kompensiert werden können.

Investitionsbedarf der Ölindustrie bis 2030, IEA, Resources to Reserves, 2005



Bis 2030 werden im jährlichen Durchschnitt etwa 130 Milliarden Dollar in die Förderung von Erdöl und in den Raffinationsbereich investiert werden müssen, um die erwartete höhere Nachfrage decken zu können. Nicht die geologisch bedingte Verfügbarkeit der Erdölvorkommen stellt die grosse Herausforderung unserer Zeit dar, sondern zeitgerechte Investitionsentscheide. Diese wiederum hängen in besonderem Masse von den politischen, rechtlichen und fiskalischen Rahmenbedingungen in den Förderstaaten ab. Förderstaaten, Erdölunternehmen und Kapitalmärkte stehen in der Pflicht, sich diesen grossen Herausforderungen zu stellen.

7. Schlussfolgerungen

1. Erdöl wird über die kommenden Jahrzehnte weiterhin einen sehr bedeutenden Beitrag an die Welt-Energieversorgung leisten. Die IEA und andere Organisationen gehen in ihren Prognosen davon aus, dass die weltweite Nachfrage nach Erdöl kontinuierlich ansteigen wird und 2030 in einer Bandbreite von 115 – 125 Millionen Fass pro Tag liegen könnte. Dies bedeutet, ausgehend vom heutigen Verbrauch von rund 85 Millionen Fass pro Tag, eine Zunahme in der Grössenordnung von 40 – 50 %.
2. Die weltweit verfügbaren Erdölvorkommen sind ausreichend, um ein solches Wachstum zu ermöglichen: Die gesamten Erdölvorkommen der Erde werden auf ca. 15 Billionen Fass geschätzt. Davon werden nach heutigem Wissensstand 4 bis 6 Billionen Fass als technisch förderbar angesehen.
3. Die heute gesicherten Erdölreserven alleine reichen aus, um weitere 40 Jahre des gegenwärtigen Verbrauchs zu decken.
4. Die künftige Bedarfsdeckung wird vorrangig aus der Weiterentwicklung der konventionellen Erdölressourcen der Welt erfolgen. Darüber hinaus stehen die nicht-konventionellen Erdölvorkommen der Welt (Bitumen, Teersande, Ölschiefer) zur Verfügung. Deren Nutzung kann den Erdölbedarf bis weit ins nächste Jahrhundert decken.
5. Bei den heutigen Erdölpreisen sind die meisten technisch förderbaren Erdölressourcen grundsätzlich auch wirtschaftlich förderbar.
6. Die Deckung der bis 2030 erwarteten weltweiten Erdöl-Nachfrage erfordert Investitionen in der Grössenordnung von ca. 3000 Milliarden Dollar. Diese Mittel werden benötigt zur Aufrechterhaltung und zur Steigerung des aktuellen Förderniveaus, zur Entwicklung neuer Technologien für die verbesserte Förderung konventioneller und nicht-konventioneller Ressourcen und für den Ausbau der Infrastruktur in Raffination, Seetransport, Lagerung und Verteilung.
7. Die Erdölvorkommen dieser Welt müssen sowohl technisch wie auch wirtschaftlich förderbar gemacht werden, um damit diese Erdölressourcen in gesicherte Reserven umzuwandeln. Konkret stellen sich dabei folgende Herausforderungen:
 - a) Die Förderung aus bekannten Erdölfeldern nimmt ohne technologischen Fortschritt tendenziell ab.
 - b) Die Erschliessung weiterer Ressourcen sowohl in bekannten als auch in unerforschten Gebieten ist technisch anspruchsvoll und kostenintensiv.
8. Regierungen müssen geeignete Rahmenbedingungen für eine langfristige Erdöl-Versorgungssicherheit schaffen. Dazu gehören ein günstiges Investitionsklima, die Förderung der Zusammenarbeit zwischen Technologieentwicklern und den Regierungen der Erdöl besitzenden Länder sowie Investitionsanreize für die Erschliessung nicht konventioneller Erdölressourcen.



Eine fundierte Analyse der weltweit verfügbaren Kohlenwasserstoffressourcen sowie des technologischen Fortschritts in der Erdölförderung zeigt, dass Schreckensszenarien für unsere Zukunft fehl am Platz sind. Die Erdölversorgung der Welt bleibt gewährleistet.



oilfacts.ch

