

Wann kommt die letzte Ölkrise?

Von Rudolf Rechsteiner

(Erschienen in „Basler Zeitung“, 20. Januar 2001)

Eine banale Tatsache von hoher Bekanntheit: Bevor Öl verbraucht wird, muss es entdeckt werden. Derzeit werden weltweit 27 Milliarden Barrel (159 l) pro Jahr verbraucht, aber nur 6 Milliarden Barrel neu entdeckt. Erdöl kommt in der Natur in abgeschlossenen Reservoirs vor. Ausserhalb gibt es nicht etwa weniger Öl, sondern überhaupt keines. Heute kennt man etwa 42.000 Ölfelder. Ein Prozent dieser Felder enthält 75% aller Funde. Die typische Ertragsentwicklung einer Ölquelle hat die Form einer Glocke (Abbildung 1).

Nach dem ersten Anzapfen steigt die Produktion exponentiell und erreicht ein Maximum, das Jahrzehnte anhalten kann. Weil das Rohöl unter der Erde durch kapillarischen Druck in winzigen Poren festgehalten wird, verringert sich der Druck, je mehr Öl gefördert worden ist, und der Ölfluss zum Bohrloch verlangsamt sich. Die Förderung sinkt, lange bevor das Vorkommen erschöpft ist.

Der amerikanische Ölgeologe M. King Hubbert prognostizierte schon 1956, dass die Ölproduktion der USA im Jahre 1970 ihr Maximum erreichen und nachher sinken werde. Tatsächlich folgte die US-Produktion dem idealtypischen Muster der nach ihm benannten Hubbert-Kurve, sowohl in den 48 „Lower States“ als auch in Alaska (Abbildungen 2 und 3).

Das globale Fördermaximum – so prognostizierte Hubbert in den 60er Jahren – wird um das Jahr 2000 erreicht sein, danach sinke die Ölförderung weltweit. Dem widersprechen zwar die Prognosen der Internationalen Energie-Agentur (IEA), die noch vor kurzem in ihrem „World Energy Outlook“ behauptete, der Weltölverbrauch werde bis 2020 um 65 Prozent ansteigen, bei Preisen von 17 bis höchstens 25 Dollar pro Fass. Zweifel weckt der IEA-Optimismus nicht nur wegen der jüngsten Preisturbulenzen am Ölmarkt, sondern ausgewiesene Naturwissenschaftler halten diese Entwicklung für ausgeschlossen. Der britische Geologe Colin J. Campbell, früher für Amoco bei der Erschliessung der norwegischen Ölfelder aktiv, erwartet den Wendepunkt der globalen Ölförderung etwa um das Jahr 2003: „Dann

werden die leicht förderbaren Ölreserven zur Hälfte aufgebraucht sein“, die Produktion wird abnehmen.

Die USA, Kanada, Russland und Venezuela haben mehr als die Hälfte ihres konventionellen Öls bereits verbraucht. In einer Reihe wichtiger Nicht-Opec-Länder wie Norwegen, Grossbritannien, Mexiko und China werden die Fördermengen noch vor 2005 den sinkenden Pfad beschreiten.

Bereits werden die Engpässe deutlich: Von Dezember 1998 bis September 2000 verdreifachten sich die Ölpreise von 9 auf 37 Dollar pro Barrel. Der Preis wäre auf über 50 \$ gestiegen, wenn die Opec^[1] ihren Ausstoss nicht bereitwillig viermal erhöht hätte, von 26 auf 30 Mio. Barrel pro Tag. Trotz der Beruhigung gegen Ende Jahr ist das Angebots- und Nachfragegefüge noch längst nicht im Lot. Die Lager sind niedrig, die Pipelines voll, die Raffinerien laufen auf vollen Touren. Abnormal milde Winter und die Halbierung der Nachfrage des ehemaligen Ostblocks verschleiern in den 90er Jahren den Sachverhalt, dass der riesige Ölhunger der industrialisierten Länder zu den lange anhaltenden Tiefstpreisen kaum mehr befriedigt werden kann. Und selbst die eingetretene Verdreifachung der Ölpreise, so das renommierte *Oil & Gas Journal*, vermag die Produktion der Nicht-Opec-Länder nicht mehr wesentlich zu steigern.

Entsprechend wächst der preisbestimmende Einfluss der Reservehalter am persischen Golf. Die Ölwelt ist nach fast 20 Jahren Pause wieder ganz in Hand der Opec! Schon immer, wenn sich Verschiebungen des Angebots abzeichnen, reagieren die Preise:

- • Die USA überschritten 1971 das Maximum ihrer Ölproduktion. Erst dies ermöglichte 1973 das Opec-Ölembargo.
- • Die zweite Ölkrise 1979/80 fiel mit dem Erreichen des Produktionsplateaus der russischen Förderung zusammen.
- • Die dritte Ölkrise ist da, wenn die Nicht-Opec-Länder ihr Produktionsmaximum erreichen. Dieser Zeitpunkt ist bereits da oder wird demnächst erreicht sein. Von nun kann die Opec dem Rest der Welt wieder die Preise diktieren.

Die „letzte Ölkrise“, so Jörg Schindler und Werner Zittel im Bericht der Ludwig Bölkow-Systemtechnik an den deutschen Bundestag, tritt dann ein wenn die Welt, einschliesslich OPEC, das Produktionsmaximum überschreitet. Dieser Zeitpunkt wird von den meisten Experten auf den Zeitraum zwischen 2005 und 2020 datiert.

^[1] Zur Organisation erdölexportierender Länder gehören: Algerien, Indonesien, Irak, Iran, Katar, Libyen, Saudi-Arabien, Venezuela, Vereinigte Arabische Emirate ,
C:\Documents and Settings\RechsteinerR.PDR731520\My Documents\homepage\publik\Wann kommt die letzte Ölkrise.doc, 11.08.02, 23:40 2/24

1.1. **Selbstüberlistung mit Statistik**

Analysiert man offizielle Reservestatistiken, stösst man auf ein Dickicht widersprüchlichster Angaben. Nach der meist verwendeten Quelle, dem von BP-Amoco weltweit verbreiteten „Statistical Review of World Energy“, nehmen die Weltreserven seit Jahrzehnten trotz steigendem Verbrauch nicht etwa ab, sondern zu: In den 20 Jahren von 1978 bis 1999 stiegen sie danach von 81 auf 140 Milliarden Tonnen – stets genug, um den aktuellen Verbrauch etwa 40 Jahre zu decken. Doch die Qualität dieser Daten ist angesichts der wirtschaftlichen Bedeutung von Erdöl haarsträubend. Jedes Jahr wird vom *Oil & Gas Journal* eine Datenerhebung durchgeführt. Die übermittelten Reservezahlen sind vielfach mit wenig Bezug zur Realität. Viele Länder, darunter jene der Opec und die Ex-Sowjetunion, publizieren seit mehr als einem Jahrzehnt unveränderte Reservezahlen, obschon die Reserven um die jährliche Ölentnahme sinken müssten. „Die Statistik ist ein Scherz“, kommentiert Ölgeologe Jean Laherrère, „im Jahr 2000 geben 81 Nationen unveränderte Reserven gegenüber dem Vorjahr an!“

Aber nicht nur das. Die umstrittenen Förderquoten des Opec-Kartells, also die Erlaubnis, wer wieviel verkaufen darf, werden im Verhältnis zu den Reserven erteilt. Deshalb haben die OPEC-Staaten ihre publizierten Reserven im „Quotenkrieg“ Ende der 80er Jahre auf dem Papier um bis zu einem Faktor 3 angehoben. Dies, ohne dass ein neues Barrel zusätzlich gefunden worden wäre.

Wie unzuverlässig die Statistik ist, illustriert das Beispiel Mexiko. Nach einem externen Auditing im Jahre 1999 wurden die offiziellen Reserven halbiert! Mit einem Federstrich verschwand fast ein Welt-Jahresverbrauch aus der Statistik!

Nur die Industrie-Datenbanken der Ölgesellschaften liefern ein besseres Bild. Die grösste Datenbank über Ölfelder wurde von *Petroconsultants* in Genf zusammen mit der Ölindustrie aufgebaut. Darin sind mehr als 10'000 Ölfelder erfasst. „Ich habe den Förderrückgang aller 1500 grössten Ölfelder selber studiert und festgestellt, dass die verbleibenden Reserven statistisch kleiner sind als publiziert“, schreibt Jean Laherrère, wie Campbell ein Senior Adviser von *Petroconsultants*. „Die Ölgesellschaften wissen, was unter dem Boden liegt, aber diese Daten werden nicht publiziert.“

Erschöpfungserscheinungen sind eine Realität. Wenn man die gesamten Funde nach Entdeckungsjahr aufsummiert und die bisherigen Verbräu-

che abzieht (Abbildung 4) wird offenbar, dass die echten Reserven seit etwa 20 Jahren abnehmen. Die Explorationen seit 1973, ausgelöst durch den Ölpreisschock, konnten den Trend nicht umkehren.

| Bisherige und erwartete Funde (in Mrd. Barrel) | Rohöl | Rohöl und Tiefseeöl, polares Öl, Natural Gas liquids, Kondensat, Schweröl |
|---|-------|---|
| Reserven (31.12.99) | 827 | 1072 |
| Bisher gefördert (31.12.99) | 820 | 910 |
| Was man vermutlich noch findet | 153 | 263 |
| Insgesamt förderbares Öl | 1800 | 2185 |
| <i>Daten: Colin J. Campbell, in: J. Schindler, W. Zittel: Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit, Bericht zuhanden der Enquête Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“.</i> | | |

Der Ölbestand von 980 Mrd. Barrel (Reserven 827 und erwartete Entdeckungen 153) reicht mathematisch bei einem Jahresverbrauch von 27 Mrd. Barrel noch für 36 Jahre. Doch gerade solche Reichweiten verschleiern mehr als sie erklären. Sie tragen weder der frühen Produktionsabnahme der Ölfelder noch der wachsenden Nachfrage Rechnung. Dazu ein Beispiel: 1998 bezifferte die offizielle BP-Statistik die Reichweite der Erdgasreserven auf 64 Jahre. Weil aber der Gasverbrauch jährlich um drei Prozent wächst, beträgt die Reichweite schon in zehn Jahren nur noch 35 Jahre. Das Wachstum des Verbrauchs frisst also in einem Jahrzehnt die vermeintliche Versorgungssicherheit von drei Jahrzehnten weg!

Nicht der Zeitpunkt interessiert, wann der letzte Tropfen Öl fließt. Entscheidend ist der *mid depletion point*, die Spitze der Hubbert-Kurve, von wo an die Förderung zurückgeht. „Es gibt ein paar Hinweise, dass die tatsächlichen (Opec-)Reserven nur etwa halb so gross wie berichtet sind. Falls dies zutreffen sollte, so wäre das Produktionsmaximum vermutlich bereits im Zeitraum 2000-2005 zu erwarten“, erklärten Schindler & Zittel in ihrem Bericht an den deutschen Bundestag.

Trotz einer statistischen Verfügbarkeit von weiteren 40-60 Jahren ist mit dem Comeback der Opec bereits ein Trendbruch eingetreten – und eine weitere Verschärfung wird sich einstellen, wenn auch die Opec die rückläufige Förderung der anderen Länder nicht mehr kompensieren kann.

1.2. Neue Technologien

Die meisten Ökonomen lehnen das Konzept der Endlichkeit von natürlichen Ressourcen ab. Verfügbarkeit ist für sie nur eine Frage des Preises

und des technischen Fortschritts nach dem Motto: suche mehr und Du wirst mehr finden! Tatsächlich ist die Ölgewinnung dank 3D-Seismik, horizontalen Bohrungen und chemischer Fördermittel billiger geworden. Viele Prognostiker schliessen daraus auf die Entdeckung neuer Vorkommen.

In Wirklichkeit spricht manches für das genaue Gegenteil. Innovationen haben die Lebenserwartung der alten Felder schon längst erheblich verlängert (Abbildung 5), und alle früher unrentablen Felder werden längst erschlossen.. Gerade wegen den neuen Technologien ist es unwahrscheinlich, noch grosse neue Vorkommen zu finden.

Wo ist die Nordsee von morgen? Es gibt wahrscheinlich keine mehr. Und selbst wenn es sie gäbe, könnte den Trend zu abnehmenden Fördermengen nur um ein oder zwei Jahre hinausschieben. Ölanalytiker Jeff Rubin von CIBC, der zweitgrössten Bank Kanadas, schätzt den mittleren Produktionsrückgang älterer Ölfelder auf 10% – pro Jahr! – und für Nicht-Opec-Länder sogar doppelt so hoch. Noch kann diese Abnahme bisher durch Steigerung der Förderleistung ergiebiger Felder kompensiert werden. Ist das Produktionsmaximum weltweit aber einmal überschritten, wird die Förderung um etwa 2-3% pro Jahr sinken. „Statt alle Augen auf die Opec zu richten, sollte man die Felder ausserhalb der Opec beobachten, denn sie liefern 60% des Bedarfs.“ (Abbildung 6)

Schon mehrmals haben sich höchste Regierungsstellen in Sachen Ölreserven kolossal verschätzt. So bezifferte der renommierte **US Geological Survey (USGS)** die US-Ölreserven in den 60er Jahren auf 600 Milliarden Barrel, während heute klar ist, dass bestenfalls 210 zu erwarten sind. Phantastische Ressourcen in unbekanntem Ländern, riesige Tiefsee-Vorkommen und sagenhafte technische Innovationen gehören zum Märchen-Repertoire der Branche, die davon lebt, dass Nationen in suchartiger Abhängigkeit von Öl und Gas stehen bleiben.

Nackte Zahlen sprechen eine andere Sprache. Tatsache ist, dass Verbrauch und Aussenabhängigkeit der US-Ölversorgung (wie jene Europas, Japans und Chinas) kontinuierlich steigen. Nach Alaska wird auch die Ölproduktion in der Nordsee rasch und stark absinken (Abbildung 7). Solange der Wille fehlt, auf eigene, nachhaltige Energien umzusteigen, wird die Verletzlichkeit der Industrieländer immer mehr steigen.

Was das heissen kann, bekommen derzeit die Gaskonsumenten in den USA zu spüren. Die Preise für Erdgas erhöhten sich im Jahr 2000 um über 400 % (Abbildung 8). Noch vor einem Jahr hatte der *National Petroleum Council* die „umfassendste US-Studie über Erdgas abgeliefert, die je erstellt

wurde“, erklärt Matt Simmons, Ko-Autor der Studie und Cassandra der Öl-industrie. Die Angebotsperspektiven wurden in rosa Farben geschildert. „Angesehenste Angebotsexperten aus ganz Amerika identifizierten neue Vorkommen, die den rasch wachsenden Gasbedarf befriedigen würden. Leider war die Studie voll von Irrtümern“.

Im Juli 2000 publizierte das US-Energieministerium einen Bericht über „beschleunigte Erschöpfungserscheinungen“ der heimischen Öl- und Gasfelder. Tenor: „...neue Techniken vermindern die Langzeit-Produktivität...Ölfelder werden immer kleiner...trotz besseren Techniken sinkt die Förderquote im Vergleich mit älteren Feldern...beschleunigte Förderrückgänge bei Gasvorkommen sind evident...“ Zum ersten Mal in seiner Geschichte veranstaltete das *Department of Energy* darauf im Herbst einen Workshop über „inkorrekte Energiedaten“.

„Es wird jeden Monat klarer, dass die Nachfrage viel stärker steigt als erwartet, und wir unterschätzten die hohen Erschöpfungsraten, die heute die meisten Vorkommen der USA erleiden; zudem unterschätzten wir die hohe Zahl zusätzlicher Bohrungen, die nötig sind, um die Reserven zu erschliessen,“ erklärt Matt Simmons die Trends. „Allein in Texas müsste man die Zahl der Gasbohrungen von 350 auf 2000 erhöhen, um das prognostizierte Angebot bereitzustellen. Ich fürchte, dass die Prognosen die rasche Erschöpfung vieler Felder noch immer zu wenig in Rechnung stellen.“

Für billiges Öl werden Kriege geführt, Klimaverhandlungen blockiert und Autoparteien gesponsert. Die Infrastruktur der Industrieländer wurde ganz auf billige Energie ausgerichtet – im Verkehr, in der Landwirtschaft, beim Heizen. Öl ist der beste Energieträger, was Energieintensität, Lagerfähigkeit und Produktionskosten anbelangt. Neoliberale Marktfundamentalisten ignorieren nicht nur die Umweltprobleme, sondern halten auch die Verknappungsängste für völlig unbegründet. „Die nachgewiesenen Ölreserven sind heute 15mal grösser als 1948, und werden noch 230 Jahre reichen. Danach werden Ölschiefer und Teersande nochmals für 580 Jahre Energie liefern. Nur solange die Preise tief bleiben, wird dieses Öl im Boden bleiben“, erklärt Jerry Taylor vom erzkonservativen „Cato-Institute“.

Uebersehen wird dabei, dass neue Funde – auch bei intensiver Suche – nie mehr so billig zu haben sind wie bisher. Die Nicht-OPEC-Staaten wichen nämlich schon 1973, nach den Enteignungen der Ölfirmen und den Opec-Preisdiktaten, auf ökonomisch ungünstige Ölfelder in anderen Regionen und im Meer aus. Dort wurde so viel und so schnell wie möglich produziert, denn diese Produktionen waren sehr kapitalintensiv und die Konzessionsgeber – häufig arme Nationen – wollten rasches Geld sehen. Die

Marktsplaltung in OPEC/Nicht-OPEC führte zum Paradoxon, dass zuerst das teuer zu produzierende Öl knapp wird, während die Opec noch einige Zeit über genug Billigöl verfügt, um den Markt jederzeit zu fluten. Die Entwicklung von Alternativenenergien wird durch solche Unsicherheiten der Preisentwicklung stark erschwert.

Zudem übersehen die Marktfundamentalisten die Gesetze der Thermodynamik. Öl und Gas sind nicht Mineralien, sondern Energieträger. Für ihre Gewinnung wird wiederum Energie benötigt - weder Kapital noch Arbeit kann diesen Sachverhalt wegzaubern. Die Grenze der Förderwürdigkeit ist erreicht, wenn zur Gewinnung einer zusätzlichen Einheit Erdöl mehr Energie aufgewendet als gewonnen wird.

Ein Grossteil aller Ölvorkommen wird deshalb im Boden bleiben, denn dessen Gewinnung gibt weniger Energie her als sie kostet. Die Energiebilanz von Ölbohrungen ist trotz Innovationen stetig gesunken. Die hohen Kosten von neuem Öl werden verschleiert, weil Exploration und Extraktion noch mit „altem“ Öl aus billigeren Quellen gespiesen wird. Danach jedoch wird der Preis neuen Öls umso schärfer steigen. Die Kohle verlor ihre Marktanteile auch nicht wegen mangelnder Vorkommen, sondern weil neue, billigere Energiequellen entdeckt wurden. Nicht das Erdöl geht aus, sondern nur das billige Öl. Ölschiefer und Teersande werden grösstenteils unberührt bleiben, weil erneuerbare Energien billiger zu haben sein werden.

1.3. Erdgas

Viele Hoffnungen richten sich heute auf Erdgas. Tatsächlich sind die neuen Funde von Erdgas ergiebiger als beim Öl. Aber wenn Erdgas (Marktanteil 24%) Erdöl (41%) auch nur teilweise ersetzen soll, wird die Entwicklung sehr schnell an Grenzen stossen. Erdgasmärkte sind leitungsgebunden und zudem regional entkoppelt: In Nordamerika ist die Versorgungskrise bereits Realität, in Europa herrscht noch vermeintlicher Ueberfluss. Die Gasvorkommen in Westsibirien sind aber bereits weitgehend ausgebeutet. Die jüngsten Prognose des russischen Energieministers Gavrin sieht eine Steigerung der landesweiten Produktion um etwa 20% bis 2020 vor, aber die erstarkende russische Wirtschaft wird dieses Wachstum zu einem guten Teil selber absorbieren. Erdgas kann höchstens einen vorübergehenden Beitrag zur Milderung der Ölverknappung leisten. Die Hoffnung ist berechtigt, dass die „letzte Ölkrise“ den erneuerbaren Energien mindestens in einigen Ländern den technischen Durchbruch bringt. Entscheidend sind dabei dabei die politischen Rahmenbedingungen. Sicher ist dies nicht, denn

mehrheitlich sitzen noch immer die Kohle- Atom- und Gaslobbies in den Schaltzentralen der Regierungen und der internationalen Organisationen.

Es gehört zu den fundamentalen Voraussetzungen für die Robustheit komplexer Systeme, dass sie über genügend Reservekapazitäten verfügen. Die „just in time“-Oekonomie der Öl-, der Gas und der Atomwirtschaft im liberalisierten Strommarkt folgt aber dem gegenläufigen Trend. Zugunsten der Rentabilität wird jegliche Redundanz des Systems eliminiert, die ganze Aufmerksamkeit richtet sich auf kurze Fristen und Rentabilität.

Erneuerbare Energien haben demgegenüber den Beweis erbracht, dass sie „robuste“ Erträge liefern. Erneuerbare Energien versiegen nicht, sie liefern zuverlässige Erträge ohne Emissionen und ihr Potential übersteigt den Energieverbrauch um ein Vielfaches. Die dauerhaft hohen Wachstumsraten der Solar- und der Windindustrie geben zur Hoffnung Anlass, dass ihr Beitrag angesichts der bevorstehenden Krisen und Unfälle in Zukunft noch rascher wachsen wird.

Erdöl 1973 und 2000: was ist anders?

Der Ölpreisschock von 1973 ist manchen noch leibhaftig in Erinnerung. Er führte zu Wut und Empörung über arabische Forderungen, bescherte uns autofreie Sonntage und markierte den Beginn der schwersten Rezession nach dem 2. Weltkrieg.

Kaum jemand war damals auf die Ereignisse vorbereitet. Von 1968 bis 1973 stieg der Ölverbrauch um 44%; die elf Mitglieder der Opec steigerten ihre Exporte in dieser Zeit um 63%. Sie kontrollierten zusammen mit der Sowjetunion 90 Prozent des Weltölhandels.

Von 1957 bis 1973 lagen die Ölpreise stabil unter 3 Dollar pro Fass. Die USA als grösster Ölproduzent verfügten noch 1963 über eine Produktionsreserve von 4 Mio. Barrel pro Tag – 20 % des Weltverbrauchs. Die *Texas Railroad Commission* stabilisierte mit der Erteilung von Produktionsquoten die US-Produktion und indirekt das globale Marktgleichgewicht.

1970 war die US-Produktionsreserve auf 1 Mio. Barrel geschrumpft. Der Schah von Persien schlug US-Präsident Nixon die Schaffung einer strategischen Ölreserve vor. Der Iran war bereit, den USA eine Milliarde Barrel für 1 \$ zu liefern, was Nixon dankend ablehnte! „Kaum jemand bemerkte damals, dass die Produktionsreserven schwanden. Es waren Jahre der Selbstzufriedenheit; Erdöl zu konstant tiefen Preisen, Benzin,...und Erdgas beinahe kostenlos...befriedigten eine ständig steigende Nachfrage“, beschreibt Matt Simmons die Befindlichkeit.

Als die US-Ölproduktion 1970 ihren historischen Höchststand überschritt, füllten Importe die wachsende Lücke. Dies wurde nicht als Problem registriert, hatten doch die sieben grossen Ölgesellschaften (*seven sisters*) damals weltweit den Ölpreis festgesetzt, den sie den Produzenten bezahlten.

Vor 1973 wurden die Opec-Länder wenig beachtet. Sie gehörten zu den ärmsten Staaten der Welt. Aber die arabische Welt war aufgebracht über die inflationäre Preisentwicklung für amerikanische Konsumgüterimporte, und sie störten sich an der pro-israelischen US-Politik. Während des Yom-Kippur-Krieges spitzten sich die Spannungen zu.

Im Oktober 1973 legte die Opec die Verkaufspreise für Erdöl erstmals selber fest und Saudi-Arabien reduzierte sein Angebot um bescheidene 5%,

was als „Ölembargo“ in die Geschichte einging. Allgemeine Panik brach aus. Der Westen verfügte damals weder über strategische Ölreserven noch über diversifizierte Importe. Bis im Dezember 1973 hatte sich der Ölpreis auf 12 \$ vervierfacht.

Das Embargo wurde zwar im März 1974 beendet, wirkte aber als Geburtshelfer westlicher Energiepolitik. Es wurde viel von Energiesparen und alternativen Energien gesprochen, aber das Hauptaugenmerk richtete sich auf die Erschliessung bereits bekannter Öl- und Gasreserven ausserhalb der Opec. Sie sollten zusammen mit Strom aus Atomenergie die Epoche der sorglosen Energieverschwendung verlängern.

Die Erschliessung neuer Vorkommen brauchte allerdings Zeit. Erst beim zweiten Ölschock von 1980 – mit einer Preisspitze von 40\$ – begriffen die Konsumenten, dass billiges Öl nicht „gleich um die Ecke“ zu haben war. Energiespargesetze und Verbrauchsstandards wurden erlassen. Der Ölkonsum nahm erst von 1979 an ab, erst 1995 wurde die Produktion von 1979 wieder überschritten.

Das Opec-Preiskartell brach 1985 zusammen. Sparsbemühungen, neue Anbieter und Offshore-Öl liessen die Preise wieder unter 30 \$ sinken. Erdöl von der Nordsee, dem Golf von Mexiko, aus Alaska, Mexiko, Nigeria, Angola und Gas aus Sibirien fluteten den Markt. Der Marktanteil der fünf Golfstaaten (Iran, Iraq, Kuwait, arab. Emirate, Saudi-Arabien) ging von 36% (1974) auf 17% (1986) zurück. Unter den Opec-Ländern brach ein Quotenkrieg aus, der wiederholt zu Preiskollapsen führte – zuletzt im Winter 1998/99, als mit 9 \$ der tiefste reale Ölpreis seit 98 Jahren erreicht wurde. Erst im Jahre 2000 konnten die Golfstaaten ihre Produktion wieder auf den Stand der 70er Jahre, ohne einen Preiszerfall zu risikieren.

1973 nannte US-Aussenminister Kissinger die Ölkrise die grösste Bedrohung der Weltwirtschaft seit dem 2. Weltkrieg. Heute reagieren viele Ökonomen gelassener, weil sie an einen Produktionsrückgang nicht glauben oder ganz auf die Anpassungsfähigkeit der Wirtschaft auf höhere Preise vertrauen. Ökologisch gesehen ist die Verknappung des Öls ein Glücksfall. Da es bei den Kyoto-Verhandlungen offenbar nicht gelingt, dem schwarzen Gift auch nur graduell abzuschwören, herrscht zumindest unterbewusst Erleichterung. Wirtschaftlich werden die Ölimporte besonders arme Länder (in der 3. Welt) und für die Verschwendernationen (USA, Kanada, Australien) zum Klumpfuss. Sie werden darangehen müssen, jene verhassten Regulierungen einzuführen, die in der Europäischen Union und in Japan üblich sind: Energiesteuern, Sparsame öffentliche Verkehrsmittel, Hausiso-

lationen, Förderprogramme für erneuerbare Energien, biologische Landwirtschaft.

Anpassungen brauchen Zeit. Energieeffizienz wird nicht von heute auf morgen herbeigezaubert. Die Benzinproteste in England lieferten einen Vorgeschmack darauf, wenn auf liebgewordene Gewohnheiten verzichtet werden muss.

1.4. *Gemeinsamkeiten....*

Im Vergleich zum Ölschock von 1973 gibt es markante Unterschiede, aber auch Gemeinsamkeiten:

- • Real liegen die Ölpreise heute wieder etwa auf dem Stand von 1973. Trotzdem ist die Energienutzung, gemessen an der Wirtschaftsleistung, effizienter geworden, wenn auch mit abnehmender Tendenz.
- • Seit Anfang der 90er Jahre stieg der Ölverbrauch teils recht dramatisch an, um bis zu 100 Millionen Tonnen pro Jahr (+1,4%), der Gasverbrauch hat sich seit 1973 sogar verdoppelt. Die Abhängigkeit von fossilen Energien ist somit nicht kleiner, sondern grösser geworden!
- • Wie 1973 verfügen wir heute nicht über zuverlässige Reservestatistiken. Die OECD begnügt sich mit ungeprüften Reserveangaben, die einem neutralen Auditing nicht standhalten.
- • Ironie der Geschichte, dass der Irak heute zur zweitgrössten Reservenation aufgerückt ist. Im Dezember 2000 wurden alle Öl-Exportbeschränkungen der UNO fallengelassen. Der Irak darf mit dem Segen der USA liefern, soviel er kann, sogar die Reapaturen der Bohranlagen werden über das Oil-for-food-Programms finanziert. Wie 1973 bemüht sich die US-Regierung unter George Bush um die Erschliessung neuer Fördergebiete in den Alaska-Naturschutzgebieten und am Kaspischen Meer. Solche Anstrengungen werden diesmal aber nicht mehr viel hergeben.

1.5. *...und Unterschiede*

- • 1973 war die Ölwirtschaft nicht mit aggressiven Erschöpfungerscheinungen konfrontiert. Die 15 grössten Ölfelder lieferten über 1 Mio. Barrel pro Tag oder 30% des Weltverbrauchs. Manche von ihnen wurden künstlich gedrosselt. Heute sind diese Felder im Mittel über 50 Jahre alt. Alle laufen auf vollen Touren, nur zwei von ihnen liefern noch über 1 Mio. Barrel pro Tag, 11 liefern nur noch 200'000 bis 300'000 Fass. Mit Wasser- und Stickstoffinjektionen, 3D-Supervision usw. wird ihre Ergiebigkeit künstlich erhöht. Kaum ein Opec-Land, ausser Saudiarabien, kann einfach den Hahn öffnen

und mehr verkaufen. Nur ein einziges seit 1973 neu entdecktes Feld in den Nicht-Opec-Ländern liefert über 250'000 Barrel.

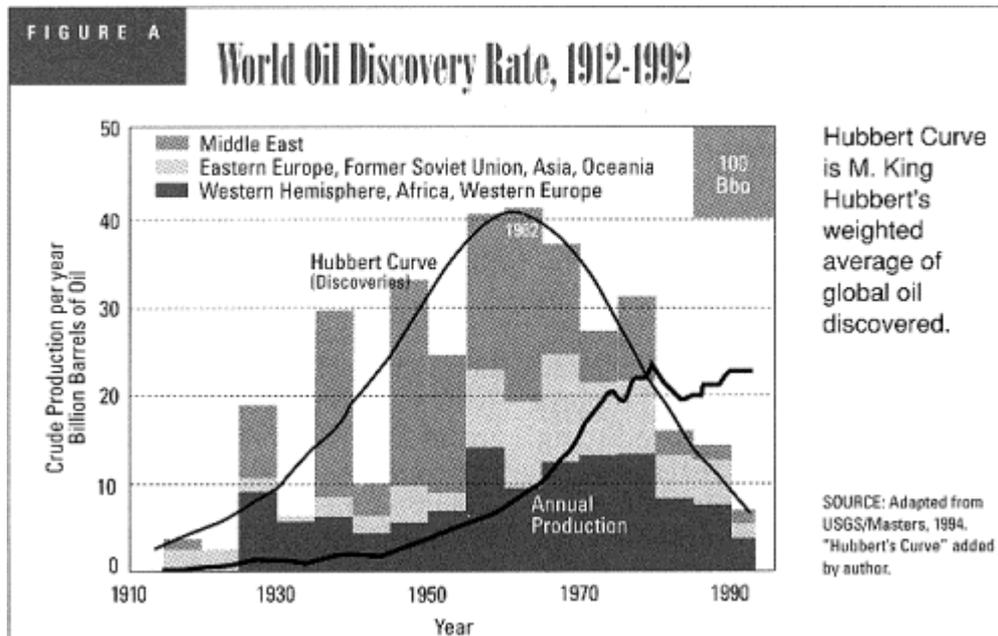
- • Gemessen am gestiegenen Verbrauch, dem Alter der Ölfelder und der geringeren Lagerhaltung ist die Ölversorgung heute sehr verletzlich geworden. Die Ungleichgewichte nehmen zu. Während das Angebot sinkt, wächst die Nachfrage aus den neu industrialisierten Ländern (Mexiko, China, Indien, Korea) sehr stark.
- • Die Elektrizitätsproduktion wurde liberalisiert und in jüngster Zeit häufig auf Gas umgestellt. Da der Gaspreis an den Ölpreis gekoppelt ist, werden die hohen Ölpreise teilweise auf den Strommarkt durchschlagen.
- • Dank der Liberalisierung wird sich die Stromerzeugung jedoch auf mehr Technologien auffächern als 1973; neben der Kohlevergasung wird die kostengünstige (Offshore-)Windenergie riesigen Absatz finden. Ihr Potential wird auf das Vierfache des heutigen Weltstromverbrauchs geschätzt.
- • 1973 waren die meisten Regierungsstellen fest auf Angebotstechnologien, insbesondere Atomenergie, eingeschworen. Heute verlagert sich die Stromerzeugung mindestens teilweise zum Kunden, dank Brennstoffzellen, Solarzellen und Wärmekraft-Kopplung.
- • Ein riesiges Arsenal an ausgereiften Spartechnologien steht bereit: Minergie-Häuser, Solarwärme, 2-Liter-Autos usw. Diese Techniken werden boomen; der Boom könnte, flankiert von einer globalen ökologischen Steuerreform, den Anfang eines neuen Wachstumszyklus bilden.

Rudolf Rechsteiner

Abbildung 1

Die natürliche Förderleistung eines Oelfelds und ganzer Oelregionen verläuft in Glockenform. Sie werden nach ihrem Erfinder „Hubbert-Kurven“ genannt.

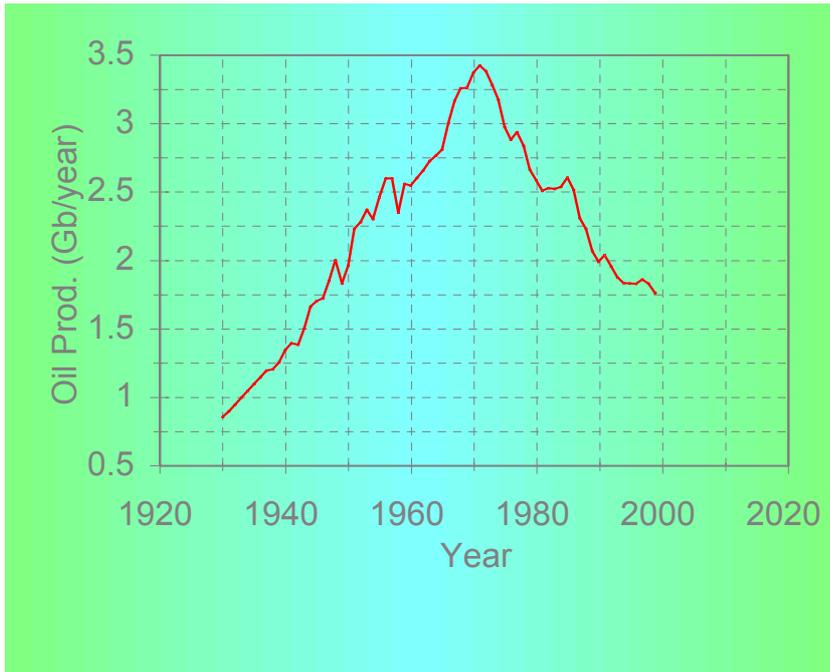
CIBC



Global oil discovery rate peaked in the early 1960s at approximately 41 billion barrels/year. In recent years the discovery rate has averaged approximately 5-6 Billion barrels/year.

Abbildung 2

Die Ölproduktion der 48 US-Bundesstaaten ohne Alaska erreichte 1970 das Maximum und ist seither um 52% gesunken. Die USA importieren heute knapp 60% ihres Ölverbrauchs, 1970 waren es 23%. *US-Energy Information Agency/Blanchard*



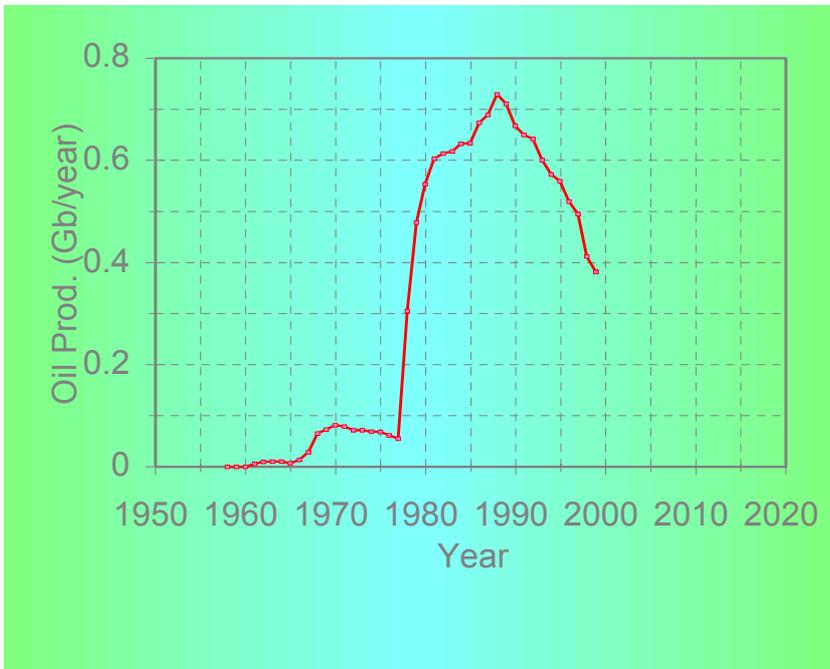
U.S. Lower 48 States Crude Oil Production

U.S. lower 48 states crude oil production has declined significantly since it peaked in 1970. It has decline about 4.6 million barrels/day.

Abbildung 3

Neues Öl aus Alaska führte nach 1980 zum Zusammenbruch des Opec-Kartells. Seit 1988 sank die Produktion um 42%.

US-Energy Information Agency/Blanchard



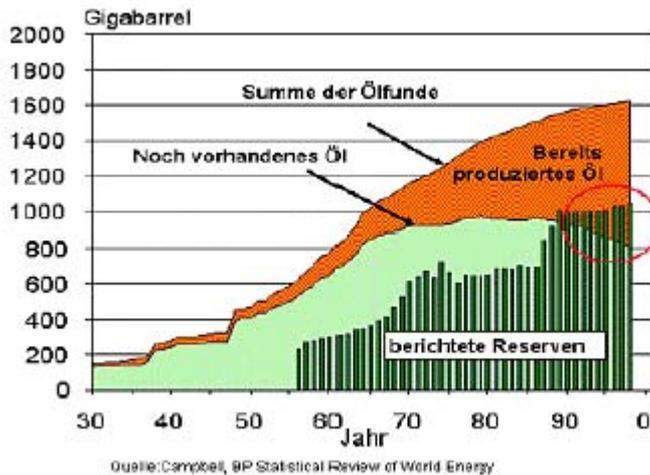
Alaska Crude Oil Production

Alaskan crude oil production has declined over 1 million barrels/day since 1988.

Abbildung 4

Ölfunde und Ölreserven global. Die Summe aller Funde nähert sich asymptotisch dem Wert von etwa 1800 Milliarden Barrel. Davon wurde bisher knapp die Hälfte bereits verbraucht. Die offiziell gemeldeten Reserven (schwarze Balken) werden aus politischen Gründen zu hoch ausgewiesen. Oelgeologen schätzen die verbliebenen Reserven tiefer (helle Fläche/Kreis).

Campbell/Schindler/Zittel

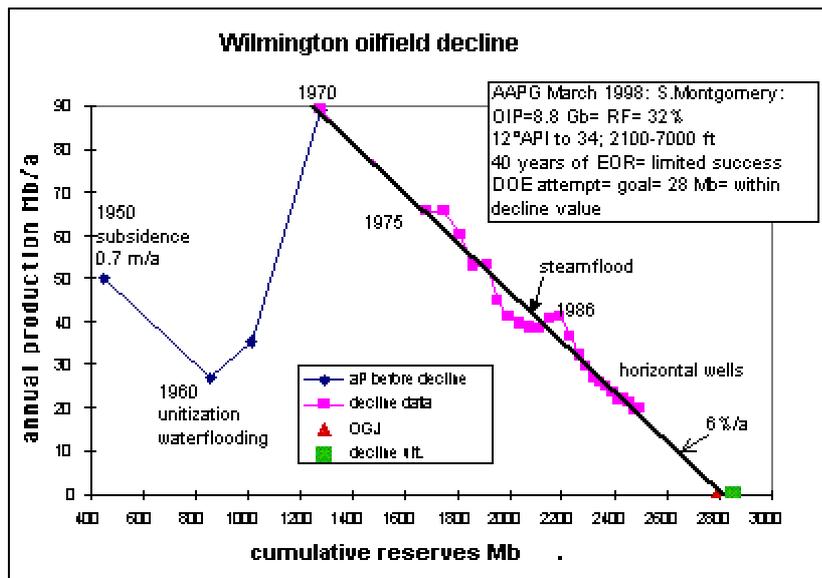


Quelle: Öffentliche Anhörung von Sachverständigen durch die Enquête Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ zum Thema „Weltweite Entwicklung der Energienachfrage und der Ressourcenverfügbarkeit“ Schriftliche Stellungnahme zu ausgewählten Fragen der Kommission

Abbildung 5

Wilmington heisst das grösste Ölfeld Kaliforniens. Hier wurde modernste Technik erprobt: ab 1960 Wasserflutung, ab 1986 Dampfinjektionen, ab 1990 horizontale Bohrungen. Trotzdem gelang es nicht, den Trend sinkender Erträge wesentlich zu verändern. Die prognostizierte Ausbeutung von 2,8 Milliarden Fass wird kaum überschritten werden.

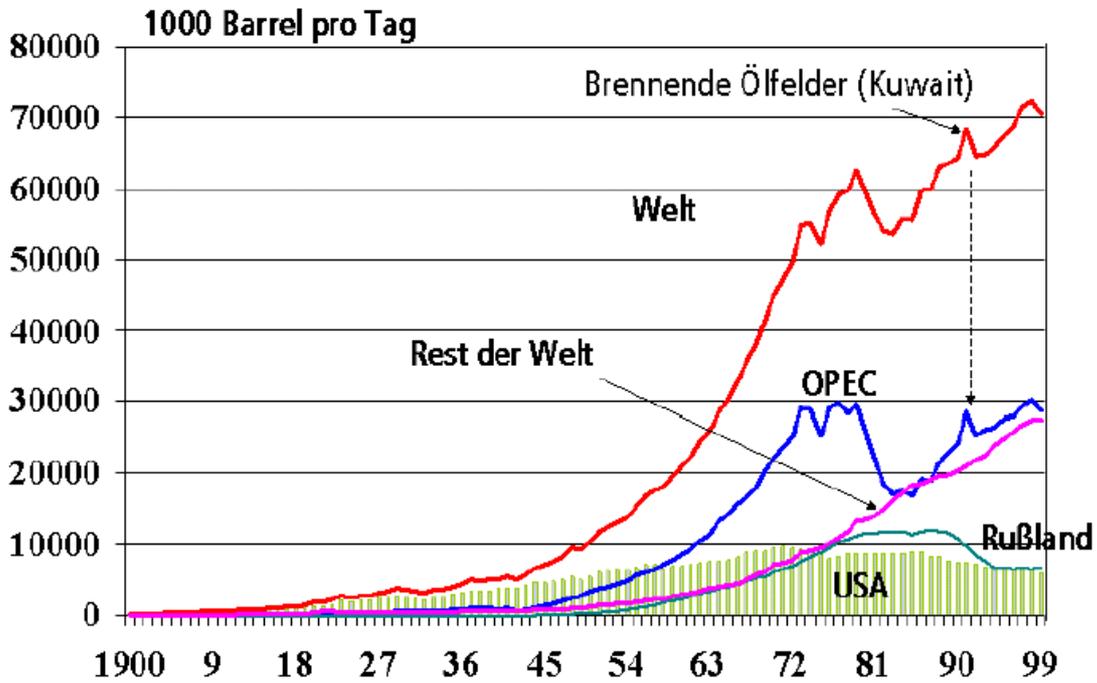
Laherrère



The Wilmington field was one of the largest oil fields in the U.S. lower 48 States.

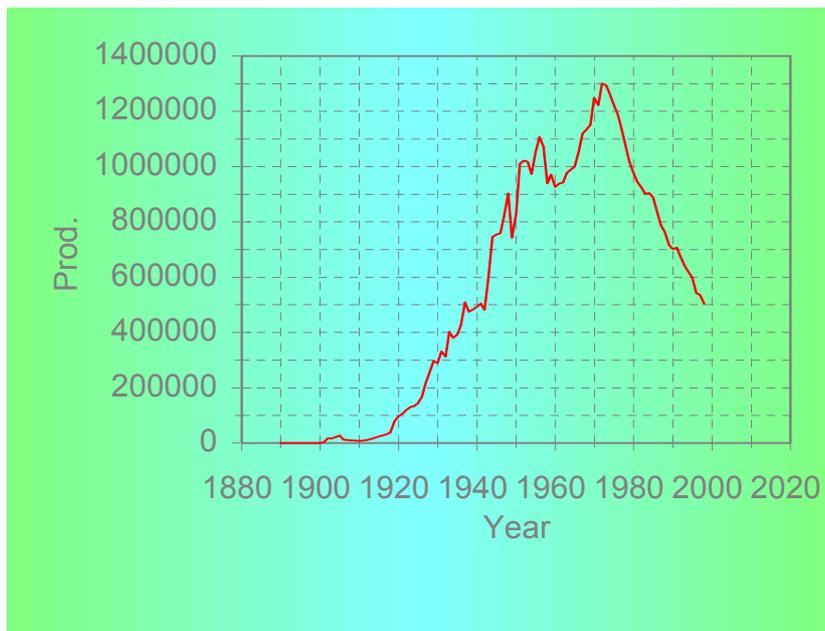
Abbildung 6

Ölproduktion der Welt und wichtiger Länder/Regionen. Im Jahr 2000 stieg die Produktion auf ein historisches Maximum von 77 Millionen Barrel pro Tag. Nur die Golfstaaten können ihre Produktion noch erhöhen. *Schindler/Zittel/Petroconsultants*



Quelle: Industriedatenbank, 2000; USA: US-DoE

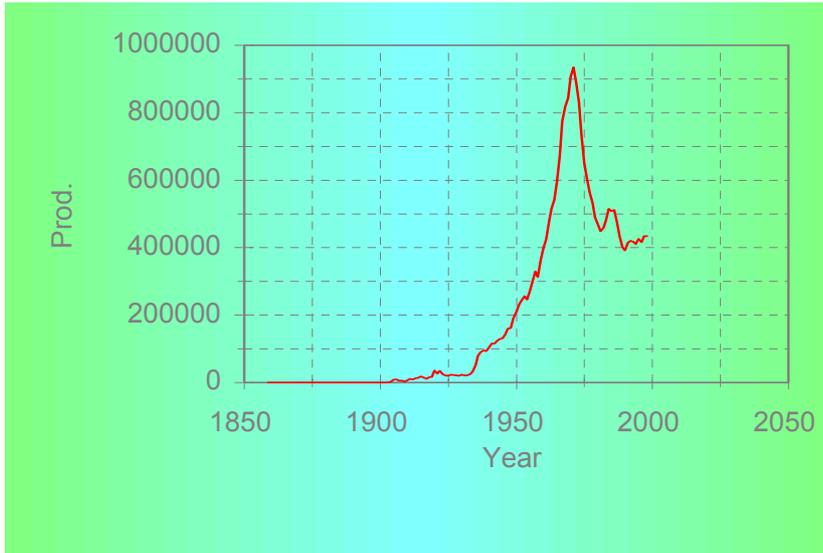
(aus: Zittel)



Texas Crude Oil Production

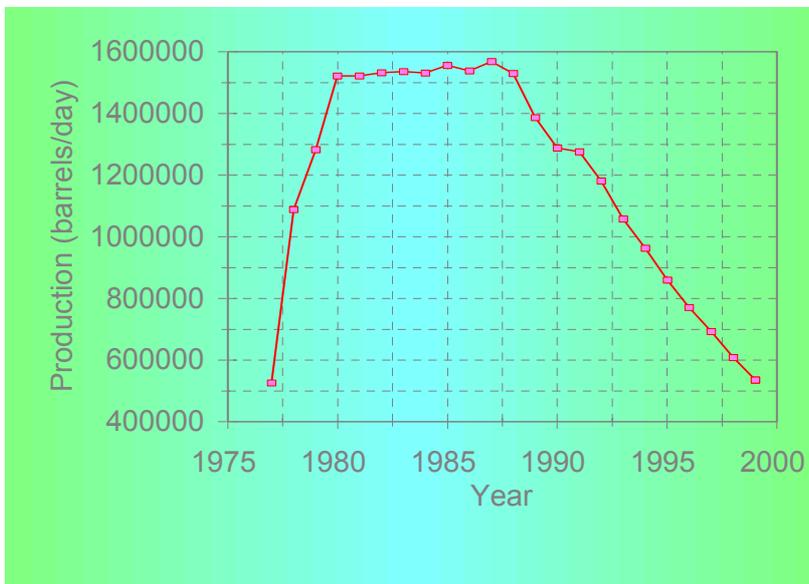
Texan crude oil production has been declining at a rate of about 3.55%/year since peaking in 1972.

Quelle: Blanchard



Louisiana Crude Oil Production

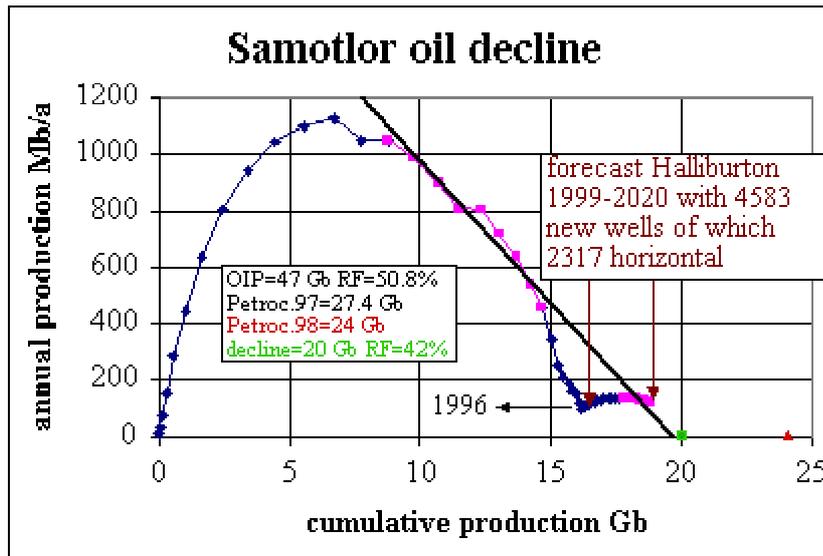
Louisiana's crude oil production has dropped significantly since its peak.



Prudhoe Bay Field Crude Oil Production

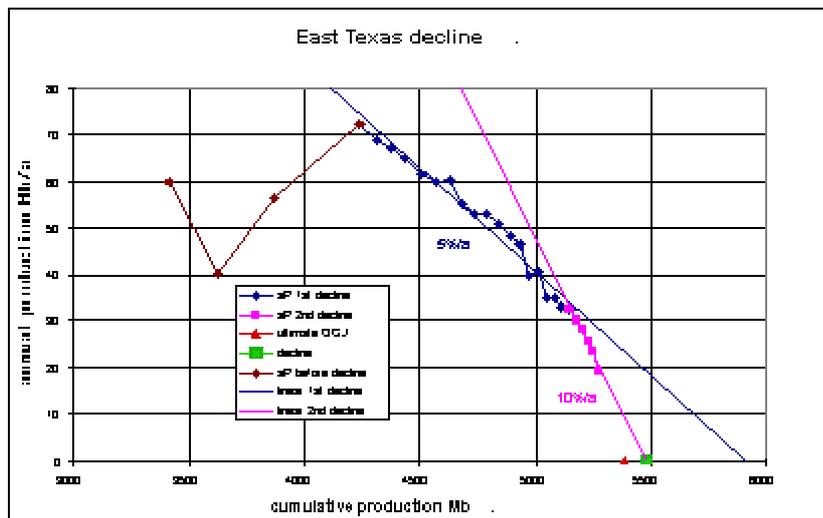
The Prudhoe Bay field is the second largest oil field ever discovered in North America. It is declining rapidly.

Quelle: Blanchard



A Few More Interesting Graphs

Samotlor, I believe, is the largest oil field ever discovered in the Former Soviet Union.



The East Texas field, The Black Giant, is, or was, the largest oil field in the U.S. lower 48 states. It was producing ~500,000 b/d in the 1930s. It now produces approximately 25,000 b/d.

Abbildung 7

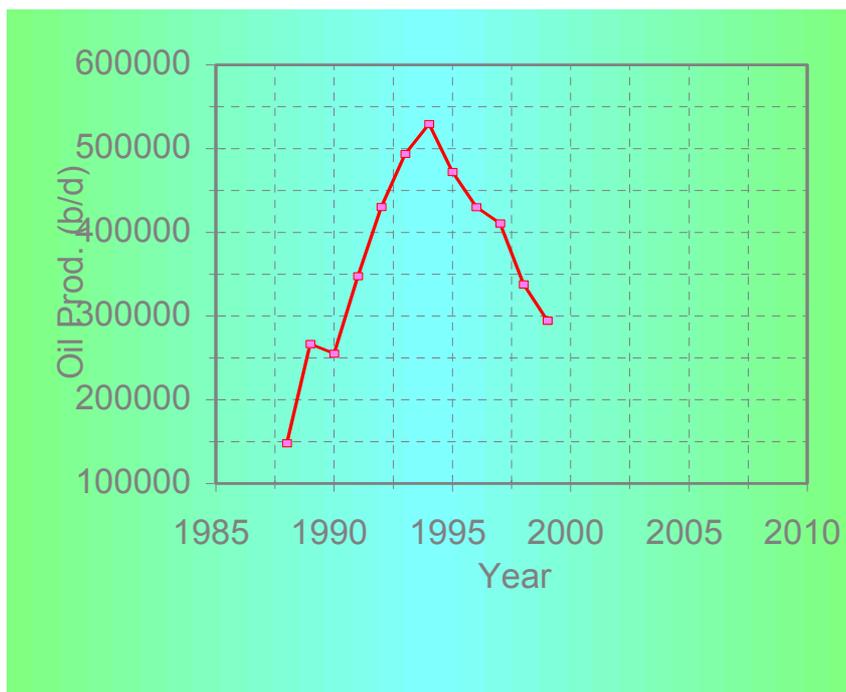
Statfjord ist das grösste Ölfeld in der Nordsee. Die älteren Ölfelder Norwegens lieferten 1999 im Mittel 18% weniger Öl als im Vorjahr. Bis zum Jahr 2000 konnten die Einbussen durch neue, aber kleinere Felder kompensiert werden. Spätestens ab 2002 wird die Gesamtproduktion sinken.

Blanchard



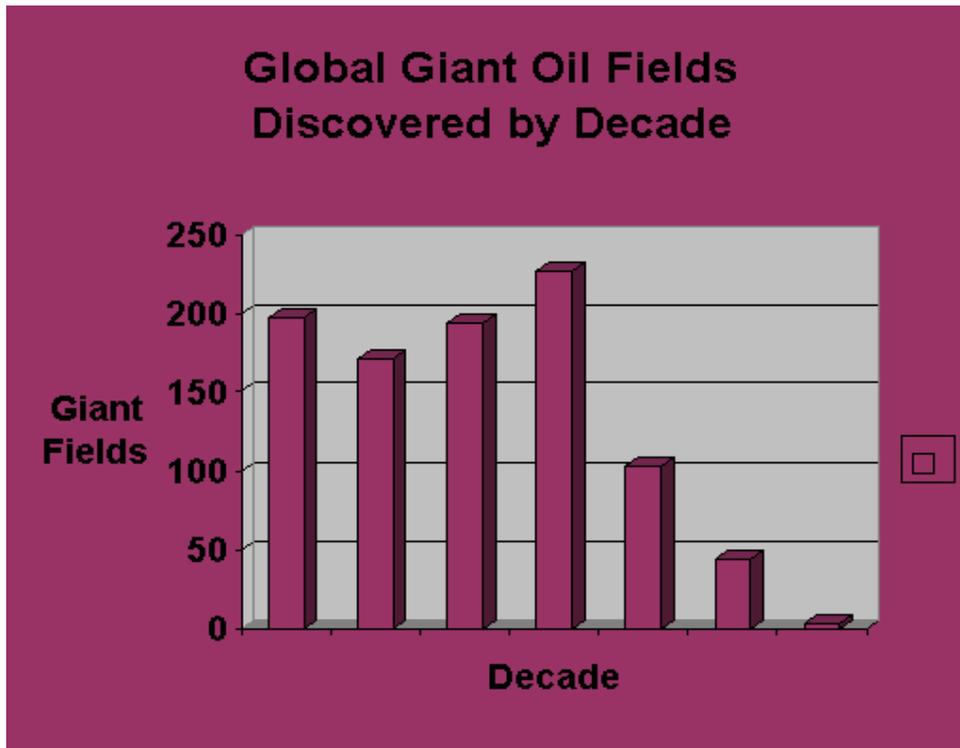
Statfjord Oil Field (Norwegian Sector)
The Statfjord oil field is the largest field ever discovered in the North Sea.

Quelle: Blanchard



Gullfaks Oil Field (Norway)
The Gullfaks oil field achieved among the highest production rates of any field in the North Sea.

Quelle: Blanchard

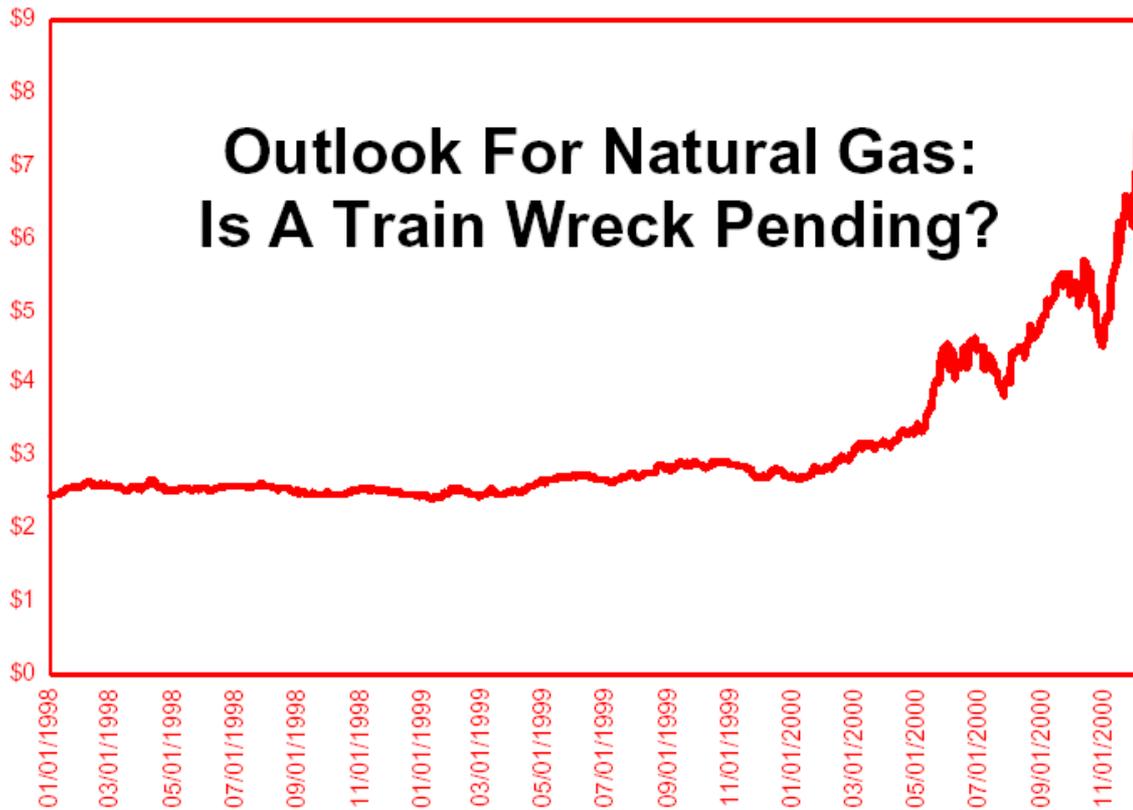


The discovery of giant oil fields worldwide has declined rapidly since the 1960s. A giant Field has an estimated ultimate recovery of at least 500 million barrels. (CIBC)

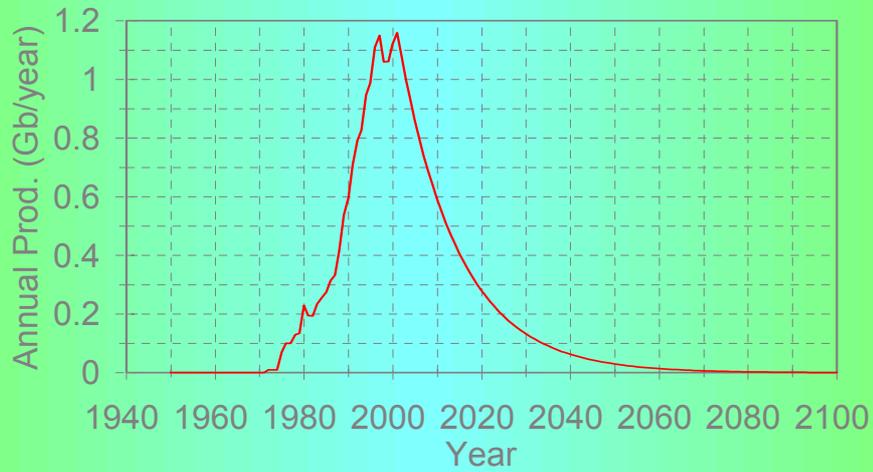
Abbildung 8

Das US-Energieministerium prognostiziert stabile Gaspreise von 2 bis 3 \$/MMBTU (1,2-1,8 Rp./kWh) bis zum Jahr 2020. Im Dezember 2000 stieg der US-Gaspreis auf ein Allzeithöchst von über 10 \$ (7 Rp./kWh).

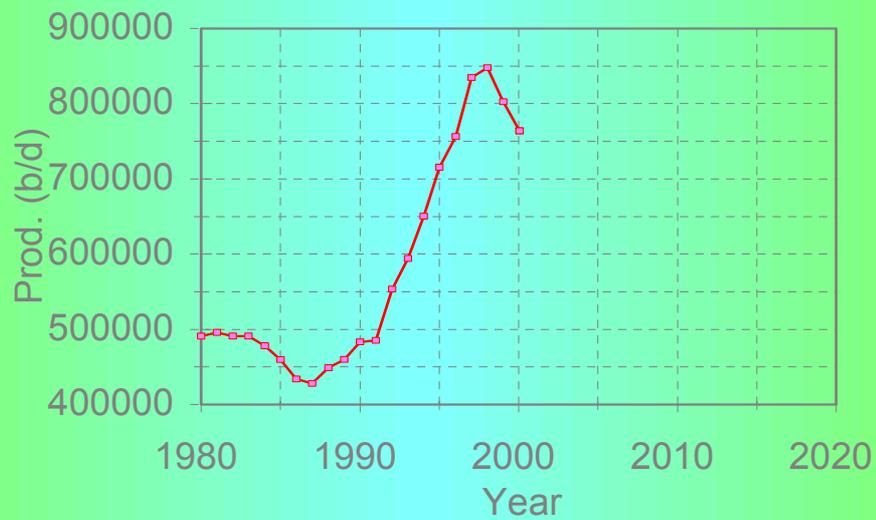
Simmons//Nymex/BaZ



Norwegian Oil Prod.



Argentinian Oil Prod.



See next page

Columbian Oil Prod.



August Oil Market Report-International Energy Agency

" Colombia's peak appears to have been a short one and declines are expected next year. Cusiana/Cupiagua output is starting to decrease, joining the mature Cano Limon area. "

April Oil Market Report-International Energy Agency

"Production at the Cusiana/Cupiagua fields, which accounted for more than half of Colombian production last year (434 kb/d out of 814 kb/d) has gone into decline after less than a year at its peak. Supply has fallen steadily from a high of 440-450 kb/d last summer to a reported 390 kb/d in January. This trend is expected to continue, pulling Colombian output downward during the remainder of 2000."

August Oil Market Report-International Energy Outlook

"Continued declines are also expected in the mature oilfields of Argentina."

Prudhoe Bay

Oil Production in Barrels/day

