

Marktstrukturen und Strategien auf dem Weltölmarkt im Wandel der Zeit

von **Jürgen E. Blank**

Skript zur Veranstaltung „Die Mineralölindustrie: Eine industrie- und ressourcenökonomische Analyse“
Westfälische-Wilhelms Universität SS 2000

Inhaltsverzeichnis

1.1	Von der Jahrhundertwende bis zum Ende des 1. Weltkrieges	2
1.1.1	Der Beginn der Ölindustrie und das Entstehen der multinationalen Konzerne	2
1.1.2	Ölproduktion und internationaler Handel	7
1.1.3	Verfügungsrechte und Ölpreisbildung.....	8
1.2	Die Goldenen Jahre der "Sieben Schwestern": Die 50er und 60er Jahre	13
1.2.1	Die Struktur der Ölindustrie in der Nachkriegsära	14
1.2.2	Die Preisbildung: Der "Posted Price" und die "Fifty/Fifty" Regel	16
1.2.3	Die Newcomer	18
1.2.4	Die Gründung der OPEC	20
1.3	Das Jahrzehnt der OPEC: Die 70er Jahre.....	21
1.3.1	Der libysche Durchbruch und der Beginn der Partizipation und der Nationalisierung	22
1.3.2	Der erste Ölpreissprung.....	25
1.3.3	Der erste Ölpreissprung und die Folgen; Veränderte Marktstrukturen und die "Sieben Schwestern"	32
1.3.4	Die Ölpolitik in den Verbraucherstaaten	34
1.3.5	Die Bestimmungsfaktoren der Ölnachfrage	37
1.3.6	Die Zeit nach dem ersten Ölpreissprung.....	41
1.3.7	Der zweite Ölpreissprung: Ursachen und Wirkungen	45
1.4	Umbrüche: Die 80er Jahre	48
1.4.1	Die Phase der hohen Ölpreise.....	51
1.4.2	Das Ende der OPEC? :Vom Ölpreisverfall bis zum Golfkrieg.....	57
1.4.3	Strategien und Politiken der OPEC – Mitgliedsstaaten	59
1.4.4	Neue Wege der Kooperation und der vertikalen Integration:Die Wege der erdölexportierenden Staaten.....	69

1.1 Von der Jahrhundertwende bis zum Ende des 1. Weltkrieges

Die Entwicklung im Überblick:

1858	Erste kommerzielle Ölproduktion in Oil Springs, Ontario, Canada
1859	"Colonel" Edwin Drake gelingt erstmals die Gewinnung von Erdöl mittels der Bohrtechnologie in Titusville, Pennsylvania.
1861	Der Preis eines Barrels ist von US\$ 20 auf 50 Cents gefallen.
1870	Rockefeller gründet die Standard Oil Company. Konzentration der ölverarbeitenden Industrie unter seiner Führung.
1882	Gründung des Standard Oil Trusts.
1890	Gründung der Royal Dutch Petroleum Co.
1897	Gründung der Shell Transport and Trading Co.
1901	Große Ölfunde in Texas.
1907	Zusammenschluß von Royal Dutch und Shell Transport and Trading Co. unter holländischer Führung zur Royal Dutch/Shell Gruppe.
1908	Erdölfunde in Persien
1909	Gründung der Anglo-Persian Oil Co.
1911	Zerschlagung des Standard Oil Trusts in 38 Einzelgesellschaften.
1912	Das Modell T von Ford wird am Fließband produziert.
1914	Britische Regierung beteiligt sich mit 51% an der Anglo-Persian Oil Co., der späteren BP.
1917	Ölproduktion in Venezuela
1928	Red Line Agreement Achnacarry Agreement: "Golf plus" Formel
1933	Socal (Chevron) erhält die erste Konzession in Saudi-Arabien

1.1.1 Der Beginn der Ölindustrie und das Entstehen der multinationalen Konzerne

1851 begannen die Brüder Henry und Charles N. Tripp damit, aus sogenannten "gum beds" im Südwesten der kanadischen Provinz Ontario, auf die ein Bericht des Geological Survey of Canada hinwies, ein gummiartig an der Erdoberfläche vorkommendes Erdöl, Asphalt für die Schiffsversiegelung zu gewinnen. Außerdem entdeckten die Brüder, daß in dieser gummiartigen Masse, Substanzen enthalten waren, die zu Beleuchtungszwecken genutzt werden konnten. Auf der Weltausstellung 1855 in Paris wurde der Asphalt einer breiteren Öffentlichkeit vorgestellt und errang eine Auszeichnung.

Im Jahre 1854 oder 1855, bei einem Versuch einen Wasserbrunnen zu graben, stieß Charles N. Tripp zu seiner Enttäuschung nach einigen Metern auf eine schwarze, zähflüssige, nach Schwefel stinkende Masse. Die Bedeutung dieser Masse nicht erkennend, wurde der Brunnen zugeschaufelt. Entmutigt durch die äußerst schwierigen Transportprobleme, weder Straßen noch Eisenbahnen waren vorhanden, und nachdem Henry Tripp schon ein Jahr zuvor aufgegeben hatte, verkaufte Charles N. Tripp im Jahre 1855 sein Land an den aus Hamilton, Ont. stammenden 39 Jahre alten Geschäftsmann James Miller Williams.

Im Gegensatz zu den Brüdern Tripp, die an dem Asphalt interessiert waren, richtete sich das Interesse von Williams auf den Einsatz zu Beleuchtungszwecken. Anstatt diese Substanz weiter

aus den gum beds zu destillieren, grub Williams im Jahre 1858 ein 14 Fuß (4,20 m) tiefen Brunnen, in dem sich alsbald die gewünschte schwarze, zähflüssige und nach Schwefel riechende Masse, das gesuchte Erdöl, ansammelte. Aus diesem gegrabenen Brunnen förderte Williams 50 Faß Rohöl pro Tag. Um die für Beleuchtungszwecke notwendige Substanz zu erlangen, wurde noch im selben Jahr am gleichen Ort eine Destillationsanlage errichtet. Sowohl der Brunnen als auch diese einfache Raffinerie waren die ersten auf kommerzieller Basis in der Welt. An dem Ort der ersten kommerziellen Ölförderung in der Welt entstanden innerhalb kürzester Zeit weitere Förderanlagen. Der Ort der ersten Förderung wurde bezeichnenderweise Oil Springs genannt. Zusammen mit den im 11 km entfernten Petrolia entdeckten Erdölvorkommen in den sechziger Jahren des 19. Jahrhunderts wurde dieses Gebiet zur bedeutendsten Ölregion der Welt werden.

Nichts desto trotz wird der Beginn des modernen Ölzeitalters gemeinhin auf den 27. August 1859 gesetzt, als es dem "Colonel" Edwin Drake erstmals gelang unter Einsatz von Dampfmaschinen mittels einer ca. 70 Fuß (ungefähr 20 m) tiefen Bohrung (im Gegensatz zur William'schen Grabung) nahe der Ortschaft Titusville, Pennsylvania, Erdöl zu fördern, um so an die im Erdinnern gelegenen Lagerstätten zu kommen.

Eine Tagesfördermenge füllte gut 30 jener zu dieser Zeit in Pennsylvania gebräuchlichen Holzfässer, die ein Volumen von 42 Gallonen (ca. 159 Liter) aufwiesen. Diese Maßeinheit ist auch heute noch die gebräuchlichste im Ölbereich (Barrel per day, bpd, b/d)¹

Wurde das Erdöl in den ersten Jahren überwiegend zu Beleuchtungszwecken (in Form von Petroleum als Ersatz der Tranlampen, deren Brennstoff aufgrund der zurückgegangenen Walfänge knapp wurde) und als Schmierstoff verwendet, so erweiterte sich seine Verwendungsmöglichkeit im wesentlichen erst mit der Entdeckung und Verbreitung des Verbrennungsmotors nach der Jahrhundertwende. Das bei der Rohöldestillation anfallende Benzin wurde fastkostenlos abgegeben (Reinigungsbenzin) oder der Einfachheit halber in den nächsten Fluss geleitet.

Die dennoch rapide steigende Nachfrage nach Erdöl bewirkte ihrerseits verstärkte Anstrengungen in der Exploration und der Fördertechnologie. Die Suche nach neuen Erdöllagerstätten entwickelte sich zu einer boomenden Industrie. Als Folge dieser verstärkten Explorations- und Extraktionstätigkeiten entstand in kurzer Zeit ein derartiges Überangebot an Erdöl, dass der Preis für ein Barrel von US\$ 20 in 1859² in nur zwei Jahren auf 10 Cent pro Barrel fiel. Aufgrund der hohen Kosten der Exploration und auch der Erdölförderung war die Ölförderung für die Fördergesellschaften ein extrem risikoreiches Geschäft, und die meisten Fördergesellschaften waren schon wieder Pleite, bevor sie das erste Geld verdient hatten. Wesentlich besser als diese standen die Verarbeiter des Rohöls da. Sie profitierten vom Ölüberangebot durch niedrige Einkaufspreise, indem sie die harte Konkurrenz unter den Fördergesellschaften (die häufig Kleinstunternehmen waren) ausnutzen, ihre Ölprodukte aber auf dem Markt mit erheblichen Gewinnaufschlägen anbieten konnten, da die Nachfrage nach Ölprodukten sehr groß war. Die Erdölverarbeitung war also wesentlich risikoärmer als die Erdölsuche und -förderung. Den Vorteil, den die Erdölverarbeitung als Bindeglied zwischen den Erdölanbietern und den Endverbraucher bot, erkannte auch ein 26 jähriger Mann namens John D. Rockefeller, der 1865 die Mehrheit an einer Raffinerie in Cleveland erwarb. Durch rasante und gewagte Expansionsstrategien erwarb er mit wechselnden Teilhabern weitere Raffinerien hinzu. Durch Vereinbarungen mit der Eisenbahn gelang es ihm zudem, wesentlich niedrigere Frachtraten auszuhandeln als die Mitkonkurrenten zu zahlen hatten. Dank diesen Vorteils konnte er noch stärker expandieren. 1870 gründete Rockefeller mit Partnern die **Standard Oil Company** in Form einer Aktiengesellschaft (Rockefellers Aktienanteil betrug 27%). Während die Ölförderer sich im upstream

¹ Die Briten, als Seefahrernation, benutzen die Tonne als Maßeinheit; diese erfreut sich auch heute noch großer Beliebtheit.

² Umgerechnet auf heutige Kaufkraft dürfte dies ungefähr \$ 300 je Barrel entsprechen.

Bereich gegenseitig weiter ruinierten, schlossen sich die Ölverarbeiter unter der Führung der Standard Oil Company zu einer zentralen Vereinigung zusammen. Letztendlich schluckte Standard Oil auch diese Gesellschaften, sowie weitere, so dass die Standard Oil Anteil auf dem US-amerikanischen Markt im Raffineriebereich 1879 über 90 % betrug.

Dadurch war es der Standard Oil möglich, mit den Eisenbahngesellschaften nochmals weitergehende niedrigere Frachtraten für den Öltransport vom Bohrloch bis zu seinen Raffinerien auszuhandeln. Außerdem begann die Standard Oil mit dem Bau einer eigenen Pipeline, später kaufte sie die Pipelines der Konkurrenz mit auf, so dass vom Öltransport bis zur Verarbeitung und der Distribution zum Endverbraucher, dem downstream Bereich, des Ölmarktes von der Standard Oil fast vollständig kontrolliert wurde. Allein der Anteil an der Erdölgewinnung war sehr niedrig, da es in den Augen der Standard Oil zu risikoreich erschien.

Im Januar 1882 wurde der Standard Oil Trust gegründet, in ihm fanden sich über 95 % der US-amerikanischen Raffineriekapazitäten wieder. Die Gründung dieses Trusts erfolgte, um das staatliche Verbot zu umgehen, nachdem es untersagt war, Aktienbesitzer von solchen Gesellschaften zu sein, die in einem anderen Bundesstaat eingetragen waren. Diese bleiben somit formal weiter selbständig. Der Trust war als "Treuhänder" eingesetzt, die die Aktien aller Standard Oil Aktionäre zu "treuen Händen" verwalten sollte. Der Standard Oil Trust gab nun seinerseits wieder Aktien an seine 41 Gesellschafter aus, der Anteil Rockefellers lag bei etwas über 27%. 1886 erlaubte es der Bundesstaat New Jersey den Kapitalgesellschaften auch Aktien von anderen Aktiengesellschaften zu besitzen, die ihren Sitz in anderen Bundesstaaten hatten. Daraufhin wurde 1892 die Standard Oil Co. (New Jersey) als Holding-Gesellschaft gegründet, die an allen Gesellschaften des Standard Oil Trusts beteiligt war.

Nachdem der Markt für Raffinerien leergekauft war, bemächtigte sich der Standard Oil Trust durch den Kauf von Fördergesellschaften auch der Erdölvorkommen. Standard Oil war somit in den 1880ern als eine vollkommen durchintegrierte Ölgesellschaft anzusehen. Bis 1882 beherrschte Standard Oil fast den gesamten US-Erdöllexport, danach aber immer noch als dominierender Exporteur und bildete den Hauptanbieter von importiertem Öl in den europäischen und asiatischen Märkten. Ab Mitte der 1880er begannen dann europäische Handelsgesellschaften Öl aus Russland zu importieren, wo zwar schon seit den 70er Jahren Ölvorkommen in der Region um Baku (Kaukasus)³ entdeckt und gefordert wurden, in größerem Umfang aber erst seit Mitte der achtziger Jahre. Ein weiteres Absatzgebiet russischen Öls bildete der Ferne Osten, dessen Transport von der 1897 gegründeten britischen "The Shell Transport and Trading Co." abgewickelt wurde. Schon zu dieser Zeit verschiffte die Gesellschaft russisches Öl in tankerähnlichen Schiffen nach Fernost, was erheblich kostengünstiger war als die Verschiffung in Fässern, wie sie die Standard Oil zu dieser Zeit noch durchführte. Weitere europäische Ölfordernungen fanden in Galizien⁴ und Rumänien statt. Im asiatischen Raum wurden Ölvorkommen in Burma, Britisch Indien, durch die 1902gegründete britische Burmah Oil Co. entdeckt und ausgebeutet. In Holländisch Ostindien (dem heutigen Indonesien), begannen die Holländer 1884 auf Nord-Sumatra nach Öl zu suchen und wurden dort auch fündig. Die holländische Gesellschaft Royal Dutch Company baute dort ihre erste Raffinerie und wurde zur bedeutendsten holländischen Ölgesellschaft, die ihre Produkte vor allem in den Fernen Osten Vertrieb. Durch ihre Aktivitäten im Fernen Osten zeigte auch die britische Shell Transport and Trading Co. Interesse an den Ölfeldern in Holländisch Ostindien. Zusammen mit der in Russland aktiven Caspian and Black Sea Petroleum Company, die von den französischen Rothschilds geführt wurde, gründeten die Royal Dutch Co. und die Shell Transport and Trading Co. 1903 die Asiatic Petroleum Company als russisch-asiatische Interessenverbindung. Aufgrund ihrer engen Zusammenarbeit in der Vermarktung ihrer Produkte schlossen sich die Royal Dutch und die

³ Im heutigen Aserbaidschan

⁴ Aus galizischen Ölfunden wurde schon in den dreißiger Jahren die Stadt Wien mit Petroleum zu Beleuchtungszwecken beliefert.

Shell 1907 zur **Royal Dutch/Shell Gruppe** zusammen. Nach dem Rückzug der Caspian and Black Sea Petroleum Co. 1917 aus der Aseatic Petroleum Company, bildete diese, neben der NV de Bataafsche Petroleum Mij und der Anglo-Saxon Petroleum Co. (Shell-Anteil jeweils 40% Royal Dutch mit jeweils 60%) die Hauptbasis der Royal Dutch/Shell Gruppe, die seit 1946 den Namen "The Shell Petroleum Company" führt. Die Firmenstruktur der Royal Dutch/Shell Gruppe unterscheidet sich auch heute noch von der anderer Gesellschaften.¹ Im heutigen Aserbaidschan.² Aus galizischen Ölfunden wurde schon in den dreißiger Jahren die Stadt Wien mit Petroleum zu Beleuchtungszwecken beliefert.

Abbildung 1.1 : Die Royal Dutch/Shell Struktur heute:

Royal Dutch Petroleum Co. (NV Koninklijke Nederlandse Petroleum Mij)	Shell Transport and Trading Co. plc
Sitz: Den Haag Anteil: 60%	Sitz: London Anteil: 40%
Royal Dutch/Shell Gruppe	
bestehend aus den Holding Gesellschaften:	
Shell Petroleum NV chem.: NV de Bataafsche Petroleum Mij	Shell Petroleum Co. Ltd chem.: Aseatic Petroleum Co. und seit 1955 Anglo-Saxon Petroleum Co.
weitere unzählige Tochtergesellschaften	

Die Royal Dutch/Shell Gruppe entwickelte sich mittels der russischen und asiatischen Ölfördergebiete im ersten Jahrzehnt des 19. Jahrhunderts zum größten Konkurrenten der Standard Oil im internationalen Ölhandelsgeschäft. Sie suchte und forderte in den folgenden Jahren vor allem in Ägypten, Venezuela, der Karibik und auch in den Vereinigten Staaten. Zwar erlitt sie durch die Übernahme der Kontrolle der russischen Ölfelder durch die 1917 an die Macht gekommene Sowjetregierung einen herben Rückschlag, jedoch konnte dieser durch ein verstärktes Engagement in den 1919 entdeckten reichhaltigen mexikanischen Ölfeldern wieder leicht wettgemacht werden.

Im Jahr 1901 tauchten geologische Gutachten auf, nach denen in Persien mit riesigen Ölvorkommen zu rechnen sei, die die ebenfalls im Jahr 1901 entdeckten Vorkommen in Texas übertreffen sollten. Daraufhin besorgte sich ein Abenteurer namens William Knox D'Arcy in Konkurrenz mit Russland die Konzession für ein riesiges Gebiet in Persien. Trotz dreijähriger aktiver Explorationstätigkeit wurde kein Öl gefunden und D'Arcy kurz vor dem Bankrott stehend, gelang es, mit helfender Unterstützung des britischen Staates, sich Kapital von der durch Ölvorkommen in Burma reich gewordenen Burmah Oil Co. zu besorgen. Jedoch erst am 26. Mai 1908 wurde D'Arcy in Persien fündig. Ein Jahr später (1909) wurde dann von D'Arcy und der Burmah Oil als Hauptaktionär die Anglo-Persian Oil Company gegründet. Die britische Marine, ihre Kriegsflotte von Kohle- auf Ölbefuerung umstellend, suchte einen zuverlässigen nationalen Öllieferanten, die Royal Dutch/Shell war in ihren Augen mit einer 60%-igen holländischen Mehrheit ein zu "deutschfreundliches" Unternehmen. Diesen nationalen Lieferanten fand sie in der Anglo-Persian Oil Co., an der sich der britische Staat, unter maßgeblichem Einfluss von W.S. Churchill, nach einer Kapitalaufstockung mit einem 51%-igen Mehrheitsanteil beteiligte. 1935 nahm die Gesellschaft den Namen Anglo-Iranian Oil Co. an und 1954, nach den

Ereignissen im Iran⁵, endgültig den Namen **British Petroleum** (BP). Ihre Förderaktivitäten fanden vornehmlich im Nahen Osten, insbesondere Persien, statt. Ihre Downstream Aktivitäten lagen dagegen in Europa. Bis zur Privatisierungswelle unter der Thatcher Regierung blieb die BP bis Mitte der achtziger Jahre mehrheitlich im Besitz des britischen Staates.

Die Standard Oil geriet jedoch nicht nur im internationalen Handel unter zunehmende Konkurrenz, sondern auch auf dem amerikanischen Markt. Im Jahr 1901 wurden an einem Ort namens Spindletop nahe der texanischen Küste reichhaltige neue Erdöllagerstätten entdeckt. Durch die strikte Anti-Trust Politik der texanischen Regierung war es der Standard Oil Gruppe nicht möglich an diesen neuen Feldern zu partizipieren, so dass sich Standard Oil aus Texas fernhielt. Dies ermöglichte das Entstehen neuer unabhängiger Fördergesellschaften, die in einem ausgesprochen ergiebigen Ölgebiet agieren konnten.

Eine 1901 gegründete Fördergesellschaft namens Texas Fuel Co., die sich später den Namen Texas Co. (abgekürzt: Texaco) zulegte, verkaufte ihr Öl und ihre Ölprodukte zunächst entlang des Mississippi und an die Standard Oil Gesellschaften des amerikanischen Ostens. Aber schon sehr bald baute sie eine eigene nationale Vertriebsgesellschaft auf, um so unabhängiger operieren zu können und exportierte auch nach Übersee. Seit 1956 firmiert diese Gesellschaft auch offiziell unter dem Namen **Texaco**.

Wie die Texaco hat auch die 1907 aus zwei Fördergesellschaften von Pittsburgher Investoren und der Bankiersfamilie Mellon gegründete **Gulf Oil Corporation** ihren Ursprung in den texanischen Ölfunden des Jahre 1901. Da ein Texasbezogener Name schon vergeben war, nannte sich diese Gesellschaft nach dem Golf von Mexico. Sie behielt aber als Firmensitz die Stadt Pittsburgh. Ihre Aktivitäten beschränkten sich zunächst auf die südlichen und südwestlichen Staaten der USA, in den 30er Jahren dehnte sie ihre Aktivitäten auch auf die venezuelanischen Ölfelder aus. Die außereuropäischen Teile der Gulf wurden 1984 von der Chevron übernommen, die europäischen Teile von Kuwait (Markenname Q8).

Die trotz alledem dominierende Marktstellung der Standard Oil in der amerikanischen Ölindustrie, und hier vor allem ihre monopolartige Stellung im Raffinerie- und Verarbeitungsbereich, geriet schon seit den 90er Jahren des 18. Jahrhunderts unter zunehmend scharfer werdende Kritik, nicht nur seitens der Konkurrenz, sondern auch in der Öffentlichkeit. So trat 1890 der sog. Sherman Antitrust Act (nach einem republikanischen Senator benannt) in Kraft, welcher "alle Absprachen, Verbindungen... oder Verschwörungen zur Behinderung des Handels"⁶ untersagte. Zwar blieb dieses Gesetz zunächst vollkommen wirkungslos, aber es bildete nach einer Reihe von Versuchen die Marktstellung der Standard Oil zu brechen, die Grundlage für das Urteil des Obersten Gerichtes vom Mai 1911, nach dem der Standard Oil Trust innerhalb eines halben Jahres vollständig zu entflechten sei. Daraufhin wurde der Standard Oil Trust entsprechend den Bundesstaaten in 38 selbständige Aktiengesellschaften aufgeteilt. Diese firmierten dann unter dem Namen "Standard Oil Co. of...", aber die Besitzverhältnisse blieben von der Zergliederung unberührt, so dass Rockefeller auch weiterhin mit gut einem Viertel des Geschäftsvermögens der Hauptaktionär bei den nun Selbständigen Gesellschaften blieb.

⁵ Vgl. Abschnitt 1.2

⁶ zitiert nach Sampson 1976

Die Standard Oil Erben

Die größte dieser nunmehr selbständigen 38 Standard Oil Gesellschaften war die Standard Oil Co. (New Jersey), mit Firmensitz in New York, die bis dato als Holding-Gesellschaft fungierte. Aus diesem Grunde verfügte sie auch über so gut wie keinerlei eigene Erdölvorkommen, sondern handelte und exportierte überwiegend Rohölprodukte nach Europa und Lateinamerika. Um an eigene Erdölvorkommen zu gelangen engagierte sie sich vor allem im außeramerikanischen Raum, dort in Kolumbien, Peru und Mexiko, später dann in Indonesien und Venezuela (mit einem Förderanteil von mehr als 50% in den 30er Jahren). Sie verfolgte somit eine Strategie der rückwärtigen Integration. Ab 1972 firmierte die Standard Oil of New Jersey unter dem Namen **Exxon** (in den USA) oder Esso (außerhalb der USA). Seit den 30er Jahren entwickelte sie sich zu der weltgrößten Ölgesellschaft und behielt diese Position bis in die 90er Jahre inne, als sie von ihrer Vorgängerin in dieser Position, der Shell, überrundet wurde.

Ebenfalls als Exporteur von Ölprodukten, insbesondere nach Fernost, agierte die 1882 gegründete Standard Oil of New York (Socony). Sie verfolgte dann ab 1911 ebenso wie ihre Schwester Exxon eine Strategie der "rückwärtigen Integration". Nach dem Erwerb einer Reihe texanischer Ölproduzenten übernahm sie in den 30er Jahren die auf Schmiermittel spezialisierte Ex-Standard Oil Gesellschaft, Vacuum Corp., die ihre Produkte unter dem Namen Mobil Vertrieb. Der Name **Mobil** wurde dann ab 1976 als Mobil Corp. der endgültige Firmenname der Socony.

Erst um das Jahr 1900 erwarb der Standard Oil Trust die schon länger etablierte und als Ölproduzent agierende kalifornische Pacific Coast Oil Co., die sich dann 1906 in Standard Oil Co. (California) umbenannte. Sie diente vor allem dem Rohölexport von Kalifornien über den Pazifik nach Fernost, da ein Transport in den amerikanischen Osten zu teuer war. 1926 fusionierte die nunmehr selbständige Standard Oil Co. (California) mit der über reichlich mit Ölfeldern gesegneten Pacific Oil Co. zur Standard Oil Co. of California (SoCal, StanCal).

Sie war gleichsam das Gegenteil ihrer New Yorker/New Jersey er Schwestern, da sie über extrem viel Ölvorkommen verfügte, aber nur geringe Aktivitäten im Downstream Bereich aufwies. Sie verfolgte dann eine klassische Integrationsstrategie, blieb aber doch überwiegend ein Rohölproduzent. Ab 1984 firmiert die SoCal weltweit unter dem Namen **Chevron**.

Diese drei Nachfolgegesellschaften des ehemaligen Standard Oil Trusts sind ihrerzeit die größten gewesen und auch noch heute gehören sie zu den großen multinationalen Ölgesellschaften. Daß eine gewisse Verwandheit dieser drei großen Tochter nicht ganz von der Hand zu weisen ist, dürfte als wahrscheinlich anzusehen sein. Verkaufte sie doch noch weiterhin jahrzehntelang ihre Ölprodukte unter dem Markennamen Standard. Die führenden Manager der Gesellschaften stammten noch lange Jahre alle aus der alten Rockefeller Zeit, der zudem auch noch der Hauptaktionär der Gesellschaften blieb. So ist es nicht verwunderlich, wenn besonders diese drei als die Standard Oil-Gruppe bezeichnet wurde.

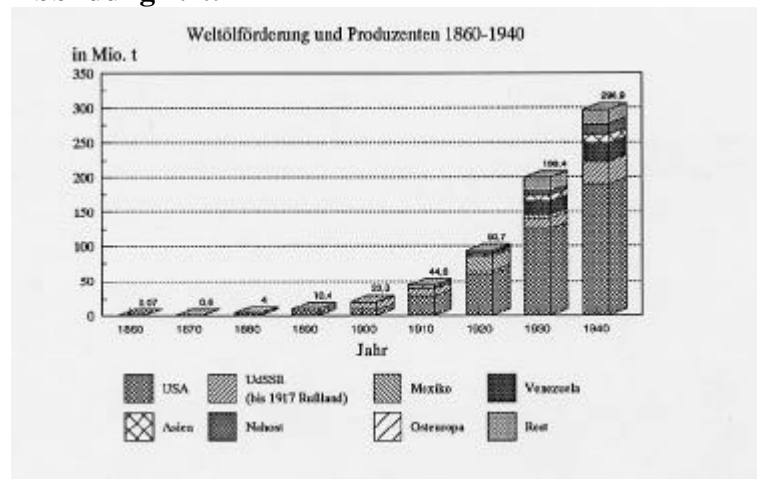
1.1.2 Ölproduktion und internationaler Handel

In der ersten Phase des internationalen Handels mit Erdöl bis zum ersten Weltkrieg und auch noch danach wurden fast ausschließlich Ölprodukte exportiert. Die Vereinigten Staaten exportierten bis in die 80er Jahre über die Hälfte ihrer Ölforderung in Form von Ölprodukten und waren bei weitem der dominierende Anbieter auf den internationalen Märkten. Erst Mitte der 80er Jahre, mit den russischen Ölfunden, stieg Rußland zu einem führenden Exporteur auf, der in den Jahren 1897 bis 1902 die USA als größten Exporteur überrundete und auch der Weltgrößte Erdölproduzent war. Während Rußland mit seiner Fördermenge aber konstant blieb und nach der Oktoberrevolution noch zurücknehmen mußte, stiegen die amerikanischen Fördermengen rapide an⁷. Die russischen Exporte gingen zum größten Teil in den asiatischen Raum

⁷ Abbildung 1.2

und nach Europa, wo es nach dem amerikanischen Öl eine starke Rolle einnahm. Die burmese-schen und Holländisch- ostindischen Forderungen wurden innerhalb Asiens gehandelt, während das rumänische Öl innerhalb Europas gehandelt wurde. Der durch die Oktoberrevolution 1917 bedingte Rückgang in der Ölproduktion und damit zwangsläufig auch des Ölexportes, wurde durch die mexikanische Ölproduktion, die ausnahmslos in den Export ging, ausgeglichen. Mexiko übernahm damit die Rolle als zweitgrößter Ölproduzent, nach den USA. Das mexikanische Öl wurde überwiegend in die USA exportiert und dort zu Ölprodukten verarbeitet, in den zwanzigern Jahren befanden sich zwei Drittel der Weltraffineriekapazitäten in den USA. Als weltgrößter Ölexporteur (in Form von Ölprodukten) lieferte die USA vor allem nach Westeuropa und in den asiatischen Raum. Nach dem rapiden Rückgang der mexikanischen Ölförderung in den 20er Jahren übernahm dann Venezuela die Position als zweitgrößter Ölproduzent, das diese Position im Wechsel mit der wieder starker produzierenden UdSSR bis in die 30er und 40er Jahren innehielt. Das venezuelanische Öl wurde überwiegend als Rohöl, in kleineren Mengen auch in eigenen Raffinerien zu Produkten verarbeitet, in die Vereinigten Staaten und in geringeren Mengen nach Europa exportiert.

Abbildung 1.2.:



Die Ölproduktion des Nahen Ostens, wie die in Hollandisch Ostindien, verblieben zum größten Teil im asiatischen Raum. Persien, der größte Erdölproduzent im asiatischen Raum, schon zu Beginn der 20er Jahre Hollandisch Ostindien überholend, blieb bis zum Ende der 30er Jahre der dominierende Ölproduzent im Nahen Osten. Kleinere Produzenten und Exporteure waren ab 1934 der Irak und Bahrein, sowie ab 1938 dann auch Saudi-Arabien.

1.1.3 Verfügungsrechte und Ölpreisbildung

Die großen Ölfunde in unabhängigen Staaten (Persien 1908, Mexiko 1912, Venezuela 1918, Kolumbien 1922, Ecuador 1924 u.a.), in denen die Explorations- und Fördergesellschaften nicht beheimatet waren, machte die Frage nach dem Eigentum des Ölvorkommens zu einer nicht unbedeutenden Frage.

Die Praxis im ausgehenden 19. und beginnenden 20. Jahrhundert bildete das Konzessionssystem. Danach hatte der Konzessionsinhaber das alleinige Recht in dem Konzessionsgebiet nach Ölvorkommen zu suchen und diese uneingeschränkt auszubeuten. Der Staat übergab damit quasi seine Verfügungsrechte an der Ressource Erdöl im Konzessionsgebiet, das z. T. durchaus das gesamte Staatsgebiet umfassen konnte, für die Dauer der Konzessionsperiode, die sich über Jahrzehnte belaufen konnte, an die multinationalen Ölgesellschaften. Die ökonomischen Aktivitäten der Staaten beschränkten sich allein auf die Rolle eines Steuereintnehmers, während die Ölgesellschaften über das Produktionsniveau und damit auch über die Steuereinnahmen der

konzessionsvergebenden Staaten entschieden. Daß die optimale Extraktionsmenge einer multinational tätigen Gesellschaft, die ihren ökonomischen Gewinn zu maximieren trachtet, nicht mit der optimalen Extraktionspolitik eines einzelnen Staates identisch sein muß, dürfte plausibel sein. Amerikanische Gesellschaften besorgten sich Ölkonzessionen vor allem in Lateinamerika, britische in Persien, französische in Syrien und Irak, und deutsche im Osmanischen Reich, die nach dem ersten Weltkrieg unter Frankreich und Großbritannien aufgeteilt wurden. Als ein gutes Beispiel dient die 1901 mit Persien ausgehandelte D'Arcy Konzession. Danach erhielt D'Arcy das Recht in ganz Persien, mit Ausnahme von fünf Nordprovinzen, Erdöl zu suchen, zu fordern und zu exportieren, inklusive der Erlaubnis Pipelines zu bauen. Die Konzession hatte eine Laufzeit von 60 Jahren und sollte erst mit dem 28.5.1961 auslaufen. Dafür wurde verlangt, innerhalb der nächsten zwei Jahre eine Gesellschaft zu gründen, wovon der persische Staat Aktien im Wert von 20.000 Pfund erhalten sollte, sowie 20.000 Pfund in bar. Darüberhinaus sollte der persische Staat jährlich einen festen Betrag in Höhe von 1.800 Pfund sowie 16% vom jährlichen Nettogewinn der Gesellschaft erhalten.

Obwohl es durchaus zu Auseinandersetzungen, vor allem was die Emittierung der Gewinne anbelangte, kam, war das Konzessionssystem in der Beziehung zwischen internationalen Ölgesellschaften und dem Gastland das am meisten verbreitete; und viele dieser Staaten, besonders deren Repräsentanten, waren mit ihrer Rolle als Steuereinnahmer durchaus nicht unglücklich.

Die begrenzte Ressource Erdöl unterschied sich hinsichtlich der Preisbildung faktisch nicht von jedem anderen beliebigem Gut. Die Begrenztheit der Ressource spiegelte sich nicht in den Preisen wieder, auch nicht, als sich das Konzessionssystem dahingehend entwickelte, daß ein bestimmter fester Betrag als Konzessionsgebühr, eine sog. **Royalty**, auf eine Ressourceneinheit (Barrel oder Tonne) erhoben wurde.

Die Nachfrage nach Ölprodukten entwickelte sich ab dem ersten Weltkrieg zwar sehr schnell, so wuchs vor allem die Nachfrage nach Treibstoffen (1912 wurde das legendäre Ford T Modell durch Fließbandproduktion gebaut), doch auch die bekannten Ölvorkommen stiegen in den 20er Jahren, als Folge verstärkter Explorationsanstrengungen während des 1. Weltkrieges, an. Die Produktionskapazitäten überstiegen die Nachfrage bei weitem. Neben den USA und Europa bildete der indische Subkontinent einen großen Markt für den Absatz von Rohölprodukten. Im Kampf um Anteile auf dem indischen Markt lieferten sich die Standard Oil of New York, die spätere Mobil, und die Royal Dutch/Shell heftige Preiskämpfe. Dieser Preiskampf um Marktanteile weitete sich in den Jahren 1927 und 1928 noch weiter aus und führte zu einem Rückgang der Gewinne bei den Ölgesellschaften, den einige kleine Gesellschaften nicht überlebten.

Um nicht weiteren "Schaden" anzurichten trafen sich im September 1928 die Spitzen der Standard Oil of New Jersey (Exxon), der Royal Dutch/Shell und der Anglo-Persian Oil Co. (BP) im schottischen Achnacarry und beschlossen den Wettbewerb im Weltölmarkt zu beschränken. Dem sogenannten "Achnacarry Agreement"⁸ traten dann kurz darauf auch die Gulf und die Standard Oil of New York (Mobil) bei.

Man einigte sich darauf, die Marktanteile so festzuschreiben, wie sie zum Zeitpunkt des Abkommens gewesen waren, weshalb dieses Abkommen auch als "As Is"-Abkommen bezeichnet wird. Wachsende Nachfrage sollte dann entsprechend proportional bedient werden. Desweiteren sollte der Preis für Rohöl und Produkte nicht mehr den Marktkräften überlassen werden, sondern wurde festgesetzt. Man spricht deshalb für diese Preisregelung von einem "Posted Price".

⁸ Das Achnacarry Agreement blieb bis 1952 geheim. Näheres s. Brown (1991), S.44 f.

Das Ergebnis war die sogenannte "Golf Plus" Preis Formel. Sie wurde von allen Ölgesellschaften bis zum I. Weltkrieg angewandt. Ziel des "Golf Plus" Preises war es, gleiche Rohölimportpreise am Bestimmungshafen (CIF-Preis) zu gewährleisten, unabhängig, davon aus welcher Region das Rohöl angeliefert wurde. Da zu diese Zeit das meiste Öl aus der Region des Golf von Mexiko exportiert wurde, wurde als Bezugspreis der FOB-Preis Golf von Mexiko gewählt (deshalb Golf Plus). Für Ölprodukte galt analog als Referenzpreis, der Wert, den die Ölprodukte beim Verlassen der texanischen Raffinerien inne hatten. Der CIF-Preis für Rohöl am jeweiligen Bestimmungshafen ergab sich dann als FOB-Preis Golf v. Mexiko plus den Transportkosten vom Golf v. Mexiko zum Bestimmungshafen.

Beispiel: Die Angaben sind entnommen aus Ghanern (1986) und beziehen sich jeweils auf ein Barrel Rohöl.

FOB Golf v. Mexiko	\$ 1,50
Transportkosten Golf nach NW Europa	\$ 1,00
<hr/>	
CIF NW Europa	\$ 2,50

Wurde das Rohöl statt aus dem Golf v. Mexiko aus dem Nahen Osten kommen, dann wäre der CIF Preis in Nord-West Europa immer noch \$ 2,50. Der FOB-Preis Naher Osten für exportiertes Rohöl nach Nord-West Europa, wäre nach Abzug der Transportkosten folglich \$1,00.

CIF NW Europa	\$ 2,50
- Transportkosten Nahost - NW Europa	\$ 1,50
<hr/>	
FOB Nahost	\$ 1,00

Wurde das Nahost Öl stattdessen nach Indien (Bombay) exportiert werden, beliefe sich der FOB-Preis Nahost auf \$ 3,40.

FOB Golf v. Mexiko	\$ 1,50
Transportkosten Golf nach Bombay	\$ 2,25
<hr/>	
CIF Bombay	\$ 3,75

Somit ergibt sich ein FOB-Preis Nahost für nach Indien exportiertes Rohöl in Höhe von:

CIF Bombay	\$ 3,75
Transportkosten Nahost nach Bombay	\$ 0,35
<hr/>	
FOB Nahost	\$ 3,40

Der CIF Preis stieg also allein mit der Entfernung vom Golf v. Mexiko. Egal, ob das Öl aus der Nachbarschaft oder aus sonst einer Weltgegend importiert wurde.

Zudem war der Ölpreis abhängig vom Preis des texanischen Öls (als Hauptförderer in der Golfregion), das relativ kostenintensiv zu fördern war. Dies machten sich die in der Karibik und Venezuela aktiven Ölgesellschaften zunutze. Da die Förderkosten in diesen Staaten geringer waren als in Texas, konnten sie ihre Ölprodukte theoretisch zu niedrigeren Preisen exportieren als die vergleichbaren Ölprodukte aus den texanischen Fördergebieten. Da die Importeure stets den gleichen Preis zu zahlen hatten, blieb bei gleichen Transportkosten folglich mehr Gewinn übrig. Auch die im Nahen Osten tätigen Ölgesellschaften konnten Dank des "Golf Plus Sys-

tems" und der niedrigen Förderkosten (ein Drittel der texanischen Förderkosten) hohe Gewinne auf eine Mengeneinheit realisieren.

Aufgrund des Royalty-Prinzips konnten die Förderländer an dieser Gewinnspanne nicht partizipieren, denn die zu zahlende Royalty bezog sich immer auf den Posted Price. Auch bei der Gewinnermittlung, die die Grundlage der Einkommenssteuer bildete, ließen sich Wege finden, die Gewinne nicht zu hoch erscheinen zu lassen.

Im Juli des Jahres 1928 fand ein weiteres bedeutendes Ereignis statt, welches als das "Red Line Agreement" bekannt werden und der Zusammenarbeit zwischen den multinationalen Gesellschaften im Upstream Bereich dienen sollte. Man einigte sich darauf, das innerhalb eines bestimmten Gebietes, das unter dem Namen Red-Line Gebiet bekannt wurde, die unterzeichnenden Gesellschaften nur gemeinsam auf Ölsuche und -förderung gehen konnten. Ein alleiniges agieren sollte nicht möglich sein. Anlaß zum Zustandekommen des Agreements waren die Auseinandersetzungen um das Erbe des Osmanischen Reiches, nachdem es den 1. Weltkrieg verloren hatte. 1914 war die Turkish Petroleum Company (TPC) mit dem Ziel gegründet worden, nach Ölvorkommen im Gebiet des heutigen Iraks zu suchen. Beherrscht wurde die Gesellschaft von den Briten (Aktienanteil: Anglo-Persian Oil Co. (BP) 50%, Anglo-Saxon Petroleum Co. (Royal Dutch/Shell) 25%, Deutsche Bank 25% und als Privatmann Culouste Gulbenkian mit den restlichen 5%⁹). Der Anteil der Deutschen Bank wurde im Abkommen von San Remo 1920 von Frankreich übernommen, woraus dann die staatliche Compagnie Francaise Petroles (CFP) entstand. Zusammen mit den Ölquellen im Iran befand sich damit der gesamte Nahe Osten unter britischer Kontrolle. Die Vereinigten Staaten, die dem Osmanischen Reich nicht den Krieg erklärt hatten, fühlten sich draußen vor gelassen und sich der Bedeutung des Ölvorkommens in Nahost bewußt, proklamierten eine Doktrin der "Offenen Tür", der zufolge sich die Alliierten des Ersten Weltkrieges in Sachen Erdölpolitik nicht gegenseitig diskriminieren dürften.

Nach einer Reihe zäher Verhandlungen zwischen britischen, französischen und US-amerikanischen Stellen, wurde ein Konsortium US-amerikanischer Gesellschaften an der jetzt zur Iraq Petroleum Company (IPC) umbenannten TPC mit 23,75 % beteiligt (ebenfalls mit 23,75% waren beteiligt die BP, die CFP und die Royal Dutch/Shell, 5 % behielt Gulbenkian). Das US Konsortium bestand zunächst aus den Gesellschaften Exxon, Mobil, Standard Oil Co. (Indiana)¹⁰, Atlantic Refining Co. (allesamt ehemalige Standard Oil Gesellschaften) und der GulfOil. Ab 1934 blieben durch Kauf der Aktien innerhalb des US-Anteils nur noch die Exxon und die Mobil übrig. Da man sich nicht auf das Gebiet des ehemaligen Osmanischen Reiches festlegen konnte, deren Grenzverlauf irgendwo im Unklaren verlief, zog Gulbenkian mittels eines roten Stiftes eine Linie, die ungefähr das vermeintliche ehemalige Osmanische Reich mit Ausnahme Ägyptens und Kuwaits umfaßte.

Gulf Oil, seit 1927 im Besitz einer bahreinischen Konzession, versuchte vergeblich die IPC Partner an Explorationstätigkeiten zu interessieren. Den IPC Gesellschaften war ein separates Vorgehen nicht möglich, so daß Gulf Oil die Konzessionsrechte an die SoCal (Chevron), die nicht am Red Line Abkommen beteiligt war, verkaufte. 1936 erwarb SoCal zudem noch eine Konzession für das östliche Saudi-Arabien vom saudischen Königshaus. Aufgrund mangelnder Kapitalausstattung und fehlender Vertriebswege, suchte SoCal die Kooperation mit der ebenfalls nicht am Red Line Agreement beteiligten Texaco. Texaco beteiligte sich zu 50 % an der Chevron Tochter California Arabian Standard Oil Co. (Casoc), die sich 1944 in Arabian Ame-

⁹ Woraus der Name „Mr. 5%“ abgeleitet wurde.

¹⁰ Heute unter dem Namen Amoco bekannt.

rican Oil Company (Aramco) umbenannte. Eine ähnliche Zusammenarbeit zwischen der SoCal und der Texaco geschah im Rahmen der California Texas Oil Company (Caltex), eine gemeinsame Tochter der beider Gesellschaften die sich um die Produktion und Vermarktung des bahrainischen Erdöls kümmerte. Nach dem Ende des . Weltkrieges war es immer mehr abzusehen, daß die saudi-arabischen Ölvorkommen von immenser und nahezu unermesslicher Größe waren, zudem konnten diese auch noch extrem kostengünstig gefordert werden. Infolgedessen versuchten die durch das Red-Line Agreement gebundenen amerikanischen Gesellschaften Exxon und Mobil, die dringend auf der Suche nach neuen Ölvorkommen waren, um ihre Nachfragegedecken zu können, Anteile an der Ararnco zu erwerben, um nicht aus ihren Märkten von der Konkurrenz durch das billige saudi-arabische Öl verdrängt zu werden.

Zwar hatten sowohl Exxon als auch die Mobil schon vor dem II. Weltkrieg vergeblich versucht, das Red-Line Agreement auslaufen zu lassen, doch widersetzten sich vor allem die CFP und Gulbenkian.

Das Auslaufen des Red-Line Agreement war erst nach einem langen Einigungsprozeß möglich, in dem den europäischen Gesellschaften BP und Shell Absatzgarantien eingeräumt wurden. Auch mit der CFP und Gulbenkian einigte man sich letztendlich, so daß im November 1948 das Red-Line Agreement für beendet erklärt werden konnte. Für Exxon und Mobil war damit der Weg frei, sich an der Ararnco zu beteiligen, zumal dies auch durchaus im Interesse der Chevron und der Texaco lag, die zum einen Furcht vor einer kommunistischen Ausbreitung hatten, zum anderen aber auch nach Absatzwegen für ihr Rohöl suchten.

An der neuen Ararnco waren die Chevron, die Texaco und die Exxon mit je 30 % und die Mobil mit 10 % beteiligt. Die Franzosen blieben aber leicht angesäuert "draußen vor der Tür", die immer dann zuschlug, wenn die Amerikaner gerade durchgegangen waren.

Erstmals wurden saudische Ölvorkommen 1938 entdeckt und gefördert (1.400 b/d). Im benachbarten Kuwait, außerhalb der Red Line Zone, erwarben die BP und Gulf 1934 Konzessionsrechte, die das gesamte Staatsgebiet umfaßten. Erdölvorkommen wurden zwar schon 1938entdeckt, aber erst 1948 wurde mit der Forderung begonnen.

Die mexikanische Nationalisierung

Differenzen zwischen den Interessen der Ölgesellschaften und denen der Gastländer zeigten sich schon sehr früh in den souveränen Staaten Lateinamerikas.

Die mexikanische Regierung, aus einer Revolution hervorgegangen, verlangte seit den frühen 20er Jahren einen größeren Anteil an den Gewinnen der Ölgesellschaften, sowie eine deutliche Besserstellung der in der Ölindustrie arbeitenden mexikanischen Beschäftigten. Die Auseinandersetzungen zogen sich bis ins Jahr 1938 hin, als die mexikanische Regierung 17 ausländische Ölgesellschaften verstaatlichte. Am stärksten betroffen von dieser Maßnahme waren die Shell und die Exxon. Zwar war die mexikanische Ölförderung zu diesem Zeitpunkt rückläufig, nach der Verstaatlichung kam sie aber praktisch gänzlich zum Erliegen, zumal das mexikanische Öl von den Ölgesellschaften boykottiert wurde. Erst im Jahre 1975 sollte Mexiko erstmals wieder Erdöl exportieren.

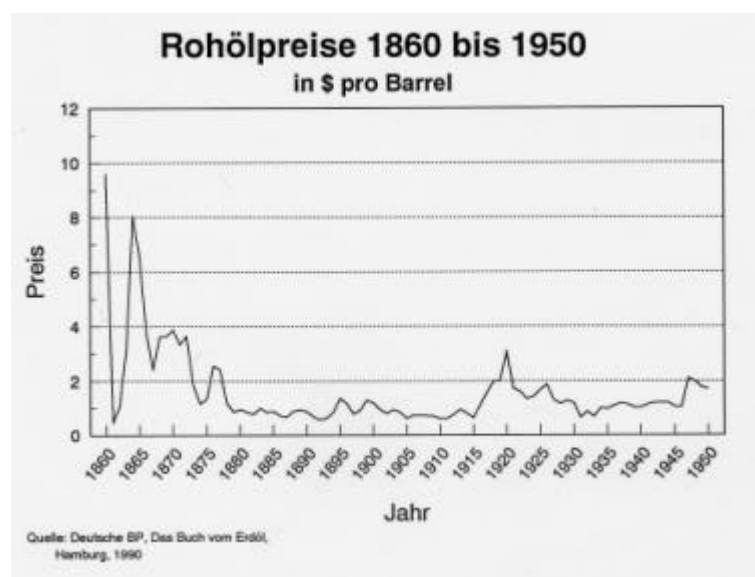
Der große Gewinner der mexikanischen Nationalisierung der Ölindustrie war Venezuela, wo die Ölgesellschaften, allen voran die Shell und Exxon, ihre Aktivitäten kräftig ausweiteten. Und das obwohl die venezuelanische Regierung keineswegs ein einfacher Partner war. So erhob Venezuela schon seit 1922 eine Royalty in Höhe von 7,5 % -10% auf gefordertes Erdöl. 1943 kam dann erstmals eine Einkommenssteuererhebung auf die Gewinne der Ölgesellschaften. 1948 erhob die venezuelanische Regierung nach Abzug der Royalties und anderer Abgaben an den Staat eine Steuer in Höhe von 50 % auf den Nettogewinn der Ölgesellschaften. Dieses System der "50:50 Gewinnaufteilung" wurde, nach der Übernahme durch Saudi-Arabien im Jahre 1950, das herrschende Preissystem in der Nachkriegsära.

Tabelle 1.1: Rohölpreise 1860 bis 1950 (in \$ pro Barrel)

Jahr	Preis	Jahr	Preis	Jahr	Preis
1860	9,59	1873	1,83	1920	3,07
1861	0,49	1875	1,35	1925	1,68
1862	1,05	1877	2,42	1930	1,19
1863	3,15	1879	0,86	1935	0,97
1864	8,06	1880	0,95	1940	1,02
1865	6,59	1885	0,88	1945	1,05
1866	3,74	1890	0,87	1946	1,20
1867	2,41	1895	1,36	1947 März	1,60
1868	3,63	1900	1,19	1947 Dez.	2,20
1869	3,64	1905	0,62	1948	1,99
1870	3,86	1910	0,61	1949	1,71
1871	4,34	1915	0,64	1950	1,71

1 1860 bis 1899 Rohölpreis in Pennsylvania/USA, 1900 bis 1944 durchschnittlicher US-Rohölpreis, ab 1945 Posted Price für "Arabian Light".

Quelle: Deutsche BP: Das Buch vom Erdöl, Hamburg 1990.

Abbildung 1.3: Rohölpreise 1860 bis 1950 in \$ pro Barrel

Quelle: Deutsche BP, Das Buch vom Erdöl, Hamburg, 1990

1.2 Die Goldenen Jahre der "Sieben Schwestern": Die 50er und 60er Jahre

Die Entwicklung im Überblick:

- 1948 Einführung der Fifty/Fifty Regel in Venezuela
USA werden Erdölnettoimporteur
- 1951 Nationalisierung der Anglo-Iranian Oil Co. durch die Mossadegh Regierung im Iran
- 1952 Sturz der Regierung Mossadegh und Wiedereinsetzung des Schahs. Gründung des Iranian Oil Participant Konsortiums
- 1962 Gründung der Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) in Bagdad

50er Jahre bildeten den Höhepunkt an Macht der Sieben Schwestern. Dies wurde bei dem Versuch seitens der iranischen Regierung, die Ölfelder zu nationalisieren sehr deutlich unter Beweis gestellt. Der Anglo-Iranian Oil Co. (BP), die als einzige Gesellschaft im Iran aktiv tätig war, wurden im April 1951 die iranischen Ölfelder enteignet. Nachdem es schon seit längerer

Zeit zwischen der Anglo-Iranian und dem iranischen Staat wegen einer Änderung der Konzessionsrechte kriselte, forderte eine eigens unter der Leitung eines Dr. Mohammed Mossadegh eingesetzte Kommission im Februar 1951 die Nationalisierung der Ölfelder. Als Mossadegh kurz darauf zum Ministerpräsidenten berufen wurde, setzte er einen Parlamentsbeschluss durch, demzufolge die Anglo-Iranian nationalisiert wurde. Nach der Nationalisierung in Mexiko 1938, war dies der zweite Versuch eines Gastlandes, die Hoheit über seine Bodenschätze zu erlangen. Durch die britische und amerikanische Regierung unterstützt, gelang es daraufhin einen vollständigen Boykott des iranischen Erdöls durchzusetzen. Die anderen Schwestern ersetzten das ausgefallene iranische Erdöl und halfen der Anglo-Iranian bei der Aufnahme ihrer Förderung in ihrem kuwaitischen Konzessionsgebiet, welches die ausgefallene iranische Menge ersetzen sollte. Iranisches Öl war somit in der Welt nicht mehr abzusetzen, doch trotz des Ökonomischen und auch innenpolitischen Druckes hielt sich die Mossadegh-Regierung noch knapp zwei Jahre. Erst nachdem Mossadegh den Schah in das Exil trieb, wurde er im August 1953 von Schah-Anhängern, die vom britischen Geheimdienst und der CIA unterstützt wurden, gestürzt.

Während der gesamten Auseinandersetzung zeigte der Ölpreis keinerlei Reaktion, den Ölgesellschaften gelang es also den Markt vollkommen unter Kontrolle zu halten und etwaige Alleingänge einzelner Staaten unwirksam zu machen. Als Reaktion auf die Hilfe der anderen Schwestern und mit dem wieder eingesetzten Schah einigte man sich auf eine Neuverteilung des iranischen Öls und gründete das Iranian Oil Participant (IOP) Konsortium, an das die Anglo-Iranian (BP) mit 40%, die Shell mit 14%, die fünf amerikanischen Schwestern mit je 7%, die französische CFP mit 6% und einige unabhängige kleine US-amerikanische Gesellschaften mit 5% ¹¹ beteiligt waren. Die von Mossadegh gegründete National Iranian Oil Co. (NIOC) behielt jedoch die Eigentumsrechte an den Ölfeldern und der einzigen Raffinerie des Landes. Der Verkauf des Öls erfolgte jedoch ausschließlich an das IOP Konsortium, entsprechend der Nahost 50:50 Regel¹². Ab Oktober 1954 floß erstmals wieder iranisches Öl auf den Weltmarkt.

Die Nationalisierung der iranischen Ölfelder bildete den ersten Versuch eines großen Ölproduzenten im Nahen Osten, die Verfügungsgewalt über die eigenen Ölvorkommen zurück zu gewinnen. Aber als Ölexporteur war der Iran auf die von den Sieben Schwestern kontrollierten Exportmärkte angewiesen; ein auf Konfrontation mit den großen multinationalen Gesellschaften ausgelegte Kurs mußte damit zwangsläufig zum Scheitern verurteilt sein.

1.2.1 Die Struktur der Ölindustrie in der Nachkriegsära

Die Nachfrage nach Erdöl stieg in den Jahren 1945 bis 1950 mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung von fast 8% an. Verantwortlich war der Wiederaufbau in den europäischen Staaten und eine erhöhte Nachfrage seitens der USA. Die USA wurden erstmals im Jahr 1948 Nettoerdölimporteur, die ihr Rohöl vor allem aus Venezuela bezogen, während die westeuropäischen Staaten ihr Öl verstärkt aus dem Nahen Osten bezogen. Der Nahe Osten entwickelte sich zur Hauptexportregion. Jedoch erreichte ein einzelner Staat in dieser Region für die nächsten zwei Jahrzehnte nicht die Höhe des venezuelanischen Exportvolumens.

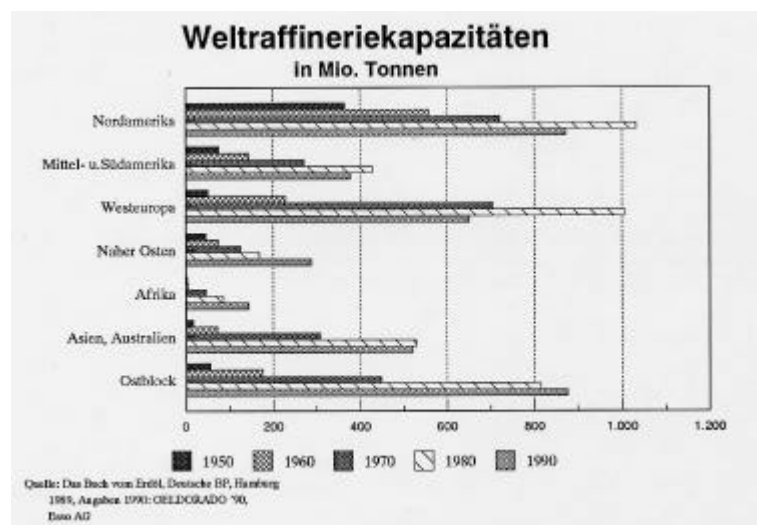
Im Gegensatz zu der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts wurde in der zweiten Hälfte überwiegend Rohöl international gehandelt und nicht mehr Ölprodukte. So hatten 90% der Erdöleinfuhren des Jahres 1960 die Form von Rohöl. Die Raffinerien standen zum größten Teil in den

¹¹ Seit April 1955, nachdem jede der fünf amerikanischen multinationalen Gesellschaften auf ein Prozent ihres Anteils (von ursprünglich 8%) zugunsten der "Unabhängigen" verzichteten.

¹² Siehe Abschnitt 1.2.2

Verbraucherstaaten. Entsprechend der Nachfrage stieg auch die Raffineriekapazität. Ein Überblick liefert die folgende Abbildung.

Abbildung 1.4:



kleinere Spezialschiffe erfordert. Der Weltölmarkt in den 50er und 60er Jahren war fest in der Hand der "Sieben Schwestern", wie die drei Standard-Oil Töchter Exxon, Mobil und Chevron, sowie Gulf und Texaco und die europäischen Gesellschaften BP und Shell genannt wurden. Diese sieben Gesellschaften hatten den Ölmarkt von der Exploration, der Ölförderung, des Transportes, des Raffinationsprozesses bis hin zur Produktdistribution zum Endverbraucher fast ausschließlich in ihrer Hand. Der Weltölmarkt war ein vollkommen vertikal durchintegrierter Markt. Die einzige Gesellschaft außerhalb dieser sieben, die noch von Bedeutung war, war die französische CFP mit einem Weltmarktanteil von 3 % zu Beginn der 50er ohne den US-amerikanischen Markt und der kommunistischen Welt. Wie schon im obigen Abschnitt geschildert, standen die Ölgesellschaften durch Zusammenarbeit in unterschiedlichen Konsortien, vor allem im Nahen und Mittleren Osten, in engen Kontakt (s. Tabelle 1.2). Diese Zusammenarbeit bestand überwiegend in der Ölförderung und dem Transport, um die Transportkosten zu senken. Der Weltölmarkt in den 50er und 60er Jahren war fest in der Hand der "Sieben Schwestern", wie die drei Standard-Oil Töchter Exxon, Mobil und Chevron, sowie Gulf und Texaco und die europäischen Gesellschaften BP und Shell genannt wurden.

Diese sieben Gesellschaften hatten den Ölmarkt von der Exploration, der Ölförderung, des Transportes, des Raffinationsprozesses bis hin zur Produktdistribution zum Endverbraucher fast ausschließlich in ihrer Hand. Der Weltölmarkt war ein vollkommen vertikal durchintegrierter Markt. Die einzige Gesellschaft außerhalb dieser sieben, die noch von Bedeutung war, war die französische CFP mit einem Weltmarktanteil von 3 % zu Beginn der 50er ohne den US-amerikanischen Markt und der kommunistischen Welt.

Wie schon im obigen Abschnitt geschildert, standen die Ölgesellschaften durch Zusammenarbeit in unterschiedlichen Konsortien, vor allem im Nahen und Mittleren Osten, in engen Kontakt (s. Tabelle 1.2). Diese Zusammenarbeit bestand überwiegend in der Ölförderung und dem Transport, um die Transportkosten zu senken.

Tabelle 1.2.: Ölkonsortien im Nahen Osten

Förderstaat	Konsortium	Teilhaber	Anteil in %
Irak	IPC	Shell	23,75
		BP	23,75
	1929-1981	CFP	23,75
		Exxon	11,875
		Mobil	11,875
		Gulbenkian	5
Kuwait	Kuwait Oil Co. 1934-1975	BP	50
		Gulf	50
Bahrain	Bahrain Petroleum Co. 1936-1979	Chevron	50
		Texaco	50
Saudi-Arabien	Aramco 1948-1974	Exxon	30
		Chevron	30
		Texaco	30
		Mobil	10
Iran	IOP	BP	40
		Shell	14
	1954-1981	Exxon	7
		Mobil	7
		Chevron	7
		Texaco	7
		Gulf	7
		CFP	6
		US-Unabhängige	5
Abu Dhabi	ADMA (Abu Dhabi Marine Areas) 1954-1973	BP	66,67
		CFP	33,33

War die Struktur in den ersten Jahren der Fünfziger geprägt durch die vollkommene vertikale Integration in der Ölindustrie, so setzte schon in den späten Fünfzigern und Sechziger des 20. Jahrhunderts ein Wandel ein. Neue Ölgesellschaften drangen in den Markt ein; die Marktstruktur in der Ölindustrie sollte einer erheblichen Veränderung unterliegen.

1.2.2 Die Preisbildung: Der "Posted Price" und die "Fifty/Fifty" Regel

Wie schon erwähnt war der Weltölmarkt zu Beginn der Fünfziger ein Markt überwiegend vertikal durchintegrierter Gesellschaften, die von der Exploration über die Förderung und Verarbeitung bis zur Distribution alles fest im Griff hatten. Dennoch war es wichtig zur Bestimmung der Royalties, die an die Erzeugerländer abzugeben waren, den Wert eines Barrels Rohöl festzusetzen. Dies erfolgte mittels des schon seit dem Achnacarry Abkommen gebräuchlichen Begriffs des Posted Prices. Demnach war der Posted Price, wie er in den frühen Fünfzigern von den multinationalen Ölgesellschaften benutzt wurde, der Standard fob Verkaufspreis für Rohölverkäufe an nicht-verbundene Gesellschaften. Obwohl es im internationalen Handel üblich war, daß diverse Rabatte und Abschläge gewährt wurden, blieb der Posted Price grundsätzlich die Berechnungsgrundlage der Royalties.

Schon während des II. Weltkrieges und verstärkt in der Nachkriegszeit geriet das Golf Plus System seitens der europäischen Alliierten unter Druck, da ihrer Ansicht nach das wesentlich kostengünstiger zu fördernde Nahost Öl, das für den europäischen Markt den größten Anteil an importiertem Erdöl (neben Erdöl aus Venezuela) ausmachte, zu teuer angeboten wird. Als sich zudem abzeichnete, daß durch das Golf Plus Preissystem große Anteile der Marshallplan-Hilfe den großen multinationalen Ölgesellschaften, statt den europäischen Staaten zugute kam, wurde nach teils heftigen Auseinandersetzungen, das bis dahin bestehende Golf Plus Preissystem geändert. Statt eines Referenzpreises wurden nun zwei Referenzstandorte gewählt, zum einen der Golf von Mexiko (für das texanische Öl) und die Karibik (für das venezuelanische Öl, dessen Exportvolumen das texanische bei weitem übertraf) und zum anderen der Persisch/Arabische Golf mit Ras Tanura als Referenzort.

1952 lag der fob Posted Price für ein Barrel in Ras Tanura bei 1,71 \$, im Golf von Mexiko bei 2,75 \$ und in der Karibik bei 2,57 \$. Da die Extraktionskosten im Nahen und Mittleren Osten (ca. 0,5 \$) weit unter denen der texanischen lagen, blieb den im Nahen Osten fördernden großen multinationalen Ölgesellschaften ein beträchtlicher zusätzlicher Gewinn. Für die europäischen Importstaaten reduzierte sich der Preis für ein Barrel Erdöl um gut 20% gegenüber der alten Golf Plus Preisregel.

Wie schon in Abschnitt 1.1.3 erwähnt, setzte die venezuelanische Regierung 1948 eine Änderung im Konzessionssystem derart durch, daß dem venezuelanischen Staat 50% des Nettogewinnes der Ölgesellschaften, und zwar nach Abzug der zu zahlenden Royalties und anderer Abgaben an den Staat, als Einkommenssteuer zu zahlen waren. Diese Steuer war nicht Bestandteil der Konzessionen, sondern entstammt der Steuergesetzgebung. Die Royalties betragen $\frac{162}{3}$ an der Fördermenge, die auf Basis des texanischen Posted Price ausbezahlt wurden. Die Royalties waren zusätzlich zu der Einkommenssteuer zu zahlen.

Das 50:50 System wurde zwar auch im Mittleren und Nahen Osten übernommen, so 1950 in einem Vertrag zwischen Saudi-Arabien und der Aramco, doch unterschied es sich erheblich vom venezuelanischen System. Die Nahost 50:50 Formel basierte auf ein maximal 50%igen Anteil des Erzeugerstaates am Nettoeinkommen der Gesellschaften (Erlös abzüglich den Extraktionskosten). Die Nahost Royalties betragen 12,5% an der Produktionsmenge, bewertet mit dem Posted Price Naher Osten, wobei jedoch die Royalties und andere Abgaben auf die Einkommenssteuerzahlung angerechnet werden. Die 50% Steuer im Nahen Osten war Bestandteil des Konzessionsabkommens und damit Vertragsbestandteil, und nicht durch Änderung der Steuergesetze variierbar.

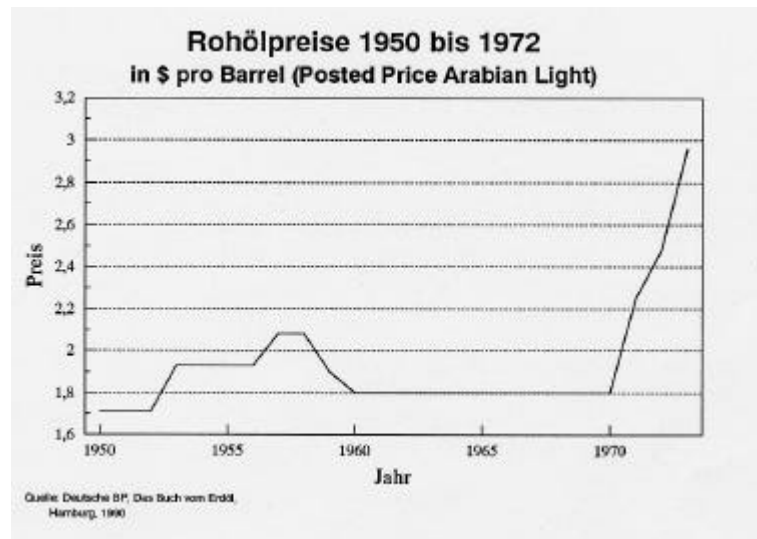
Ein fiktives Beispiel¹³ möge die Wirkung der unterschiedlichen Regelungen verdeutlichen:

Bezogen auf ein Barrel	50:50 Regel Naher Osten	50:50 Regel Venezuela
A Posted Price	\$ 1,70	\$ 1,70
B 12,5% Royalty	\$ 0,20	\$ 0,20
C Extraktionskosten	\$ 0,20	\$ 0,20
D Zu versteuerndes Einkommen	\$ 1,50 (A-C)	\$ 1,30 (A-B-C)
E 50% vom zu versteuernden Einkommen	\$ 0,75	\$ 0,65
F Gesamte staatliche Einnahmen	\$ 0,75	\$ 0,85
G Von der Produktionsgesellschaft zu tragende Kosten	\$ 0,95	\$ 1,05

Bis 1970 bewegten sich die Posted Prices auf niedrigem, relativ konstantem Niveau. Allein von 1960 bis 1970 blieb der Posted Price für Rohöl der Sorte Arabian Light bei \$ 1,80. Die nachstehende Abbildung zeigt den Preispfad von 1950 bis 1972.

¹³ Angaben entsprechen ungefähr den Daten Saudi-Arabiens 1950.

Abbildung 1.5



1.2.3 Die Newcomer

Die Standard Oil Gruppe entwickelte sich in der Gründerzeit der Ölindustrie aus der Ölverarbeitung und nicht aus der Erdölforderung. Deshalb agierten auf dem amerikanischen Markt eine Vielzahl von kleinen oft kleinsten Erdölproduzenten. Nach der Zerschlagung des Standard Oil Trusts kamen dann noch einige Standard Oil Töchter hinzu, die nicht die Bedeutung erlangten, wie sie die drei großen Standard Oil Schwestern Exxon, Mobil und Chevron hatten. Jedoch versorgten gut 40 bis 50 dieser mittleren und kleineren durchweg vertikal integrierten Ölgesellschaften¹⁴ den Markt Anfang der fünfziger Jahre zu 30% mit Rohöl und stellten 45% der Raffineriekapazitäten zur Verfügung. Dies entsprach in etwa den Marktanteil, den die großen multinationalen Ölgesellschaften auf dem amerikanischen Markt innehatten.

Zwei dieser Gesellschaften waren schon in den Jahren 1948/49 im Nahen Osten aktiv. Die Aminoil, eine Gruppe US-amerikanischer "Unabhängiger"¹⁵, besaß eine kuwaitische Konzession und die Pacific Western, die spätere Getty Oil, besaß eine saudische Konzession für die Neutrale Zone zwischen Kuwait und Saudi-Arabien. Da sie nicht, wie die anderen Gesellschaften an diverse Abkommen gebunden war, konnten diese dem saudischen und kuwaitischen Staat wesentlich bessere Konditionen bieten als dies die großen multinationalen Gesellschaften tun konnten oder wollten. Im März 1953 wurden die beiden Gesellschaften in der Neutralen Zone fündig.

Erstmals im Rahmen des IOP Konsortiums wurde den US-amerikanischen Gesellschaften die Teilnahme an einem Konsortium gestattet. Dies waren die oben genannte Aminoil, die Sohio (Standard Oil of Ohio), Atlantic und Richfield (später zu Atlantic Richfield, Arco, fusioniert), die Signal und Hancock (die später ebenfalls fusionierten), San Jacinto (später von Continental, Conoco, übernommen), sowie die Getty Gesellschaften Getty-Oil und Tidewater.

Als Libyen 1951 seine Unabhängigkeit erhielt, war es bemüht, seine vermuteten Rohölvorkommen vor dem Zugriff der großen multinationalen Gesellschaften zu bewahren und vergab stattdessen ab 1955 insgesamt 51 Konzessionen an 17 Gesellschaften. Darunter die AmeradaHess, die Continental (Conoco) und die Marathon die zusammen als Oasis Oil Co. firmierten, sowie auch die multinationalen Ölgesellschaften, wie die Exxon.

¹⁴ Diese *kleineren* Ölgesellschaften zählten und zählen z.T. noch zu den größten amerikanischen Unternehmen!

¹⁵ Aminoil steht für American Independent Oil Co.

Besonders die Continental, eine mittelgroße vertikal durchintegrierte Ölgesellschaft, sah sich nach neuen Absatzwegen für ihr libysches Öl in Europa um und erwarb dort eigene Tankstellennetze, wie die Jet in England und die Jopi in Deutschland (später ebenfalls Jet).

Weitere amerikanische Gesellschaften, wie die Amoco (Standard Oil of Indiana), die Union Oil, Sun Oil und die Phillips begannen ihre Aktivitäten weltweit auszudehnen. Da die US-Regierung zum vermeintlichen Schutz der US-amerikanischen "Unabhängigen" und der texanischen Ölindustrie restriktive Importquoten verhängte, setzte ein erbitterter Kampf der amerikanischen Ölgesellschaften um den europäischen Markt ein, auf den sie ihr Rohöl aus dem Nahen Osten und Nordafrika absetzen wollten.

Der Wettbewerb um den europäischen Markt wurde die allmählich wachsende Bedeutung der kleineren europäischen Ölgesellschaften noch forciert.

Die CFP galt als die achte Schwester, seit sie in das iranische Konsortium mit aufgenommen wurde und seit der Aufnahme ihrer algerischen Ölförderung. Ursprünglich auf Rohölproduktion und den Vertrieb im französischen Markt begrenzt, vertrieb sie ihre Produkte seit den 60er Jahren weltweit unter dem Markennamen Total. Seit 1985 firmiert die CFP folgerichtig unter dem Namen Total Compagnie Françoise des Pétroles.

Zudem trat mit der Fusion zweier staatlicher französischer Gesellschaften zur Entreprise de Recherches et d'Activités Pétrolières (Erap) im Jahr 1966 eine weitere französische Gesellschaft in den Markt, die ihre Produkte unter dem Namen Elf vertreibt. Heute nennt sich diese Gesellschaft Elf-Aquitaine und hat die CFP als größte französische Ölgesellschaft abgelöst.

Als staatliche Holding-Gesellschaft wurde 1953 die italienische Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), zu der auch die AGIP gehört, gegründet. Um an eigene Ölvorkommen zu gelangen, in Italien waren nur bescheidene heimische Vorkommen, ging die ENI, vertreten durch ihren überaus agilen Direktor Enrico Mattei, mit den Erzeugerländern Abkommen ein, die für diese wesentlich günstigere Bedingungen vorsahen, als sie die Konzessionen der Sieben Schwestern vorsahen. So wurde mit der staatlichen iranischen NIOC im August 1957, einen Monat nachdem die NIOC erlaubt worden war mit ausländischen Ölgesellschaften über Joint-Venture zu verhandeln, das AGIP-NIOC Abkommen beschlossen, nachdem die NIOC 50% der Anteile an dem gemeinsamen Unternehmen erhielt, aber nach Abzug der 50% Steuern zu zahlen an den iranischen Staat noch 75% des Nettogewinnes erhalten sollte. Zwar war dem Unternehmen kein wirtschaftlicher Erfolg beschieden, die entdeckten Ölvorkommen erwiesen sich als zu gering, aber die extreme Abweichung von der allgemeinen 50:50 Regel machte den Erzeugerländern erneut bewußt, wie enorm die Gewinne der großen multinationalen Gesellschaften sein mußten. Neben den Aktivitäten im Iran bildeten Nigeria und Nordafrika die weiteren Hauptbetätigungsfelder der ENI. Endgültig als Störenfried im Kreis der Ölindustrie erwies sich die ENI, als sie 1959 billiges russisches Erdöl aus dem Ural importierte, das bis zu 16% des italienischen Verbrauches deckte. Die Sowjetunion trat damit erstmals wieder als bedeutender Rohölexporteur auf den Weltmärkten in Erscheinung. Als Folge des italienisch-sowjetischen Deals setzte ein verschärfter Preiskampf der Ölgesellschaften um die Absatzmärkte ein.

Auch die Japaner, die über keinerlei eigene Ölvorkommen verfügten, beteiligten sich auf der Suche nach neuen Lagerstätten. 1957 schlossen die Japan Petroleum Trading Co. (JPTC) mit Kuwait und Saudi-Arabien in den Offshore Gebieten vor der Neutralen Zone ein Konzessionsabkommen. Daraufhin wurde die rein japanische Arabian Oil Co., eine 100%-ige Tochter der JPTC gegründet, die 1965 rund 15% des japanischen Bedarfs lieferte.

Fazit:

Der Weltölmarkt entwickelte sich von einem teilweise kooperierenden Oligopol, bestehend aus den Sieben Schwestern, auch "Majors" genannt, der unmittelbaren Nachkriegszeit, zu einem Markt mit den Sieben Schwestern als die dominierende Gruppe, mit zusätzlich noch einer Gruppe "mittelgroßer" Ölgesellschaften, von denen jede aber ihrerseits so bedeutend war, daß sie Einfluß auf die Marktbedingungen und das Marktgeschehen, oder auf den Teilmärkten, ausüben konnte. Wie oben beschrieben, war die Gruppe keineswegs einheitlich, sondern ließ sich zunächst in zwei, in den 70er Jahren dann in drei Typen unterscheiden. Die erste Gruppierung bildeten die sogenannten Unabhängigen, überwiegend die oben genannten vertikal integrierten multinationalen Gesellschaften, die nicht zu den Sieben Schwestern zählten. Die zweite Gruppierung bestand aus den Nationalen Gesellschaften der ölimportierenden Staaten, wie die CFP und die ENI. Die dritte Gruppierung, die in den 70er Jahren entstand, bildeten dann die Nationalen Gesellschaften der Produzentenstaaten.

1.2.4 Die Gründung der OPEC

Seit dem Achnacarry Agreement 1928 wurde der Ölpreis durch die großen multinationalen Ölgesellschaften determiniert. Durch ihr gesellschaftsübergreifendes Handels- und Marketing-system hatten sie gegenüber anderen Ölanbietern den Vorteil der Economies of Scale und konnten deshalb den Eintritt neuer Akteure be- bzw. verhindern. Dennoch gelang es einigen Gesellschaften, teils privat teils staatlich gefordert, in den 50er Jahren im Ölmarkt Fuß zu fassen. Zudem traten neue Ölanbieterstaaten in Aktion, wie etwa Nigeria, Libyen, aber auch die Sowjetunion exportierte wieder auf den Weltmarkt. Als Folge stellte sich ein Ölüberangebot in den Jahren 1959 und 1960 ein. Um nicht Marktanteile zu verlieren, mußten die Sieben Schwestern ihr Öl teilweise unter dem Posted Price (Arabian Light) verkaufen. Daraufhin wurde der Posted Price mehr oder weniger einvernehmlich im Februar 1959 um 18Cent zurückgenommen. Zwar bedeutete dies einen Verlust von nahezu 10% weniger Steuereinnahmen für die Erzeugerländer im Nahen Osten, dennoch entsprach dieser neue Preis dem Preis vor der Suez-Krise. Am 8. August 1960 senkte die Exxon ihren Posted Price für Arabian Light einseitig um durchschnittlich 10 Cent (um das schlechte Image der Gesellschaft in Venezuela nicht weiter zu schaden, sah die Exxon davon ab, den Posted Price für Venezuelanisches Öl ebenfalls zu senken). Durch die enge Verflechtung der Sieben Schwestern untereinander war es notwendig, daß die anderen Gesellschaften folgen mußten, einige wie die britische BP taten diesen Schritt nur sehr widerstrebend. Aber man beschloß dann doch, sich geschlossen dem Nahen Osten gegenüberzustellen.

Die einseitige Senkung des Posted Price bewirkte in den davon betroffenen Erzeugerländern eine Welle der Empörung, und schon vier Wochen später, am 9. September trafen sich fünf Erzeugerstaaten, die 80% des exportierten Erdöls repräsentierten in der irakischen Hauptstadt Bagdad. Dies waren neben den Nahost-Staaten Iran, Irak, Saudi-Arabien auch das nicht unmittelbar von der Preissenkung betroffene Venezuela. Diese Staaten gründeten darauf die Organisation Erdölexportierender Länder (OPEC). Die Reduktion des Posted Price wurde zwar nicht rückgängig gemacht, aber dennoch standen den multinationalen Ölgesellschaften erstmals eine einheitliche Gruppe von ölexportierenden Staaten gegenüber. Die Gründung der OPEC hatte aber immerhin zu Folge, daß trotz einsetzendes Preisverfalls für Ölprodukte, der Posted Price bis zum Jahr 1970 unverändert blieb. An den Beziehungen zwischen den multinationalen Gesellschaften und den Erzeugerstaaten änderte sich zunächst kaum etwas, denn die Ölgesellschaften weigerten sich die OPEC als Verhandlungspartner anzuerkennen, sondern verhandelten mit den nationalen Staaten separat. Die Position der OPEC wurde zudem noch dadurch ge-

schwächt, daß immer mehr neue Anbieterstaaten in den Weltölmarkt drangen. Die Überkapazitäten nahmen infolgedessen weiter zu, was wiederum verstärkt auf die Preise drückte. Trotz des unverändert gebliebenen Posted Price änderte sich die Gewinnaufteilung zwischen den OPEC-Mitgliedsstaaten und den Ölgesellschaften zugunsten der Erzeugerstaaten. Die Nahost Staaten versuchten verstärkt seit 1962 die venezuelanische 50:50 Regel durchzusetzen und nach kontroversen Auseinandersetzungen gelangte man 1964 zu einer Einigung, der zufolge die venezuelanische Regelung gelten sollte, aber auf dem Posted Price wurde ein Abschlag (zunächst in Höhe von 8,5%, dann im Laufe der Zeit reduziert) vorgenommen. Die Einnahmen eines durchschnittlichen Nahost Produzenten stiegen zwischen 1960 und 1969 bezogen auf ein Barrel von \$ 0,71 auf \$ 0,84, während sich die Gewinne der Ölgesellschaften im gleichen Zeitraum von \$ 0,56 auf \$ 0,36 reduzierten. In Venezuela und Libyen lief die Entwicklung ähnlich, wenn auch in Libyen nach heftigen Auseinandersetzungen mit den dort fördernden "Unabhängigen". Eine Ausnahme machte Indonesien, das seit 1951 keinerlei Konzessionsrechte mehr vergab und die bestehenden 1963 umänderte. Die Berechnungsgrundlage der Steuereinnahmen bildete nicht ein Posted Price, sondern der Marktpreis.

Zu den fünf Gründungsmitgliedern der OPEC kamen dann Qatar (1961), Indonesien (1962), Libyen (1962), Abu Dhabi (1967, später dann unter Vereinigte Arabische Emirate 1974), Algerien (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973) und Gabun (1975) hinzu.

1.3 Das Jahrzehnt der OPEC: Die 70er Jahre

Die Entwicklung im Überblick:

- 1970 Libyscher Durchbruch: Erhöhung des Posted Price seitens eines Förderlandes
- 1971 Abkommen von Teheran/Tripoli: Festsetzung des Posted Price erfolgt durch die Förderländer
US Dollar wird erstmals freigegeben, Abwertung gegenüber allen anderen Währungen
- 1972 General Agreement on Participation: De facto Wechsel der Eigentumsrechte zugunsten der Förderstaaten
- 1973 Erster Ölpreissprung
- 1974 Gründung der International Energy Agency (IEA) in Paris
Mexiko exportiert erstmals wieder Erdöl
- 1975 Nordsee- Öl gelangt auf den Markt
- 1977 Fertigstellung der Trans-Alaska Pipeline erlaubt die Aufnahme der Förderung in Alaska
- 1978 Unruhen im Iran
- 1979/80 Zweiter Ölpreissprung

Seit den späten sechziger Jahren vollzog sich die Wende in den Beziehungen zwischen den Produzentenstaaten und den dort tätigen multinationalen Ölgesellschaften. Waren die Produzentenstaaten zunächst reine Steuer- (und Royalty) einnehmer, die versuchten ihre Einnahmen durch Steuererhöhungen oder durch Neuvergabe von ausgelaufenen Konzessionen an besser bietenden Gesellschaften zu erhöhen, so versuchten sie seit Ende der sechziger und Anfang der siebziger Jahre das "Steuerregime" durch ein "Regulierungsregime" zu ersetzen. Im Rahmen eines Regulierungsregimes war es möglich, nicht nur Rahmenbedingungen zu setzen, wie die Höhe der Steuersätze und der Royalties, sondern direkt in die Unternehmenspolitik einzugreifen. Dies ermöglichte den Produzentenstaaten unter anderem die Festsetzung von Formengen, Einflußnahme auf die Preisgestaltung, aber auch Einflußnahme auf die Investitionspolitik der Gesellschaften in den Gastländern. Diese Entwicklung wurde durch das, was unter dem Begriff des "libyschen Durchbruches" bekannt wurde, beschleunigt.

1.3.1 Der libysche Durchbruch und der Beginn der Partizipation und der Nationalisierung

Die große Wende in den Beziehungen zwischen den Ölgesellschaften und den Erzeugerstaaten setzte mit dem sogenannten libyschen Durchbruch im Jahre 1970 ein. Nach der Schließung des Suez-Kanals im Juni 1967¹⁶ stieg der libysche Ölexport im Zeitraum von 1967 bis 1969 um fast 80%. Libyen konnte dank seiner geographischen Lage das Erdöl direkt nach Europa (entweder per Pipeline nach Italien oder per Tankschiff) liefern, während Öl aus dem Arabisch/Persischem Golf den weiten und teuren Weg rund um Afrika nehmen mußte. Ein Viertel des in Westeuropa importierten Erdöls kam aus libyschen Quellen.

Das libysche Erdöl wurde zum größten Teil von den "Unabhängigen" gefördert, von diesen waren einige ausschließlich in Libyen tätig. Dank der sehr guten Qualität (niedriger Schwefelgehalt) und den niedrigen Transportkosten des libyschen Erdöls im Vergleich mit dem Öl aus der Golfregion, fiel diesen Gesellschaften ein erheblicher Windfallprofit zu.

Die libysche Regierung, am 1. September 1969 wurde das königliche Regime gestürzt und durch den Obersten Muammar Qaddafi ersetzt, versuchte diesen Windfallprofit in die eigene Staatskasse umzulenken. Anstatt wie allgemein üblich mit allen Ölgesellschaften zu verhandeln, führte die Regierung separate Verhandlungen. Verhandlungen wurden mit der Exxon, den größten Produzenten libyschen Öls und der Occidental, die den größten Anteil an libyschen Ölreserven vorweisen konnte, geführt. Die Occidental erwarb ihre Konzession in einer zweiten Vergabe-runde, nachdem einige Gesellschaften, unter ihnen die Mobil, ihre Konzessionen zurückgegeben haben. Das ehemalige Konzessionsgebiet der Mobil holte sich die Occidental, die dort 1966 auf eines der größten Ölfelder der Welt stieß.

Um den Verhandlungsdruck zu erhöhen, wurde seitens der Regierung eine Reihe von Produktionskürzungen beschlossen. Wurden im April 1970 noch 3.670 mb/d gefördert waren es im September 1970 nur noch 2.900 mb/d. Am stärksten wurde die Occidental getroffen, die ihre Produktion um fast die Hälfte zurücknehmen mußte. Da sie sonst außer in den USA nicht über weitere Fördergebiete verfügte, wandte sie sich an die ebenfalls betroffene Exxon mit der Bitte, im Notfall mit Rohöl zu Preisen, die den Förder- und Transportkosten entsprechen sollten, auszuhelfen. Dies wurde von der Exxon entschieden abgelehnt. Neben reinen ökonomischen Erwägungen spielten sicherlich auch Rachegeanken eine Rolle, war die Occidental doch eine sehr aggressive Gesellschaft, die mit ihrem billigen libyschen Öl immer wieder die Kreise der multinationalen Ölgesellschaften störte. Somit blieb der Occidental nichts weiter übrig, als sich mit der libyschen Regierung, zumal immer die Drohung enteignet zu werden in der Luft lag¹⁷, zu einigen. Am 2. September stimmte die Occidental einer Erhöhung des Posted Prices von \$2,23 auf \$ 2,53 und einer Einkommenssteuererhöhung von 50% auf 58% zu. Innerhalb von nahezu zwei Monaten folgten andere Gesellschaften in dem sie den libyschen Forderungen ebenfalls zustimmen mußten. Vor allem die multinationalen Gesellschaften taten sich mit der Anerkennung der libyschen Forderungen schwer. Würden sie den Forderungen entgegenkommen, bestand die Gefahr, das andere Erzeugerstaaten ähnliches beabsichtigen; würden sie sich weigern, verlören sie ihre Konzessionen. Die Befürchtungen der multinationalen Gesellschaften traten dann auch prompt ein, andere Erzeugerstaaten verlangten ebenfalls bessere Bedingungen. In der Konferenz von Caracas im Dezember 1970 forderten die OPEC Mitglieder ein Steueranteil von mindestens 55% der Nettoeinkommen der Ölgesellschaften und eine generelle Anhebung und Angleichung der Posted Prices. Je nach Qualität des Rohöls wurden Auf- bzw. Abschläge gegenüber dem Preis für das Referenzöl Arabian Light genommen. Die Disparitäten nahmen in den letzten Jahren stets zu.

¹⁶ Als Folge des israelisch-arabischen Sechs-Tagekrieges blieb der Suezkanal von Juni 1967 bis Juni 1975 geschlossen.

¹⁷ So geschehen mit der amerikanischen Chappaqua Oil Company, die angeklagt wurde Behördenvertreter bestochen zu haben.

Libyen jedoch, nun wieder relativ schlechter gestellt, wollte nicht im Rahmen der OPEC mit den Ölgesellschaften verhandeln, da es sich in einer wesentlich stärkeren Position sah, als die anderen Mitgliedstaaten. Deshalb wurden die sechs Golfstaaten (Abu Dhabi, Iran, Irak, Kuwait, Qatar und Saudi Arabien), da aufgrund ihrer geographischen und sonstigen Bedingungen einander ähnlich, dazu bestimmt mit den Ölgesellschaften in Verhandlungen zu treten. Im Abkommen von Teheran am 15. Februar 1971 gelangte man zu einer Einigung zwischen den Golfstaaten und den Ölgesellschaften, demzufolge der Posted Price in der Golfregion um \$ 0,35 heraufgesetzt werden sollte mit einer fest vorgegebenen Steigerung in den nächsten fünf Jahren. Libyen, mit dem Teheraner Ergebnis unzufrieden, versuchte mehr aus den Gesellschaften herauszuholen. Im Abkommen von Tripoli am 2. April 1971 einigte man sich auf einen Kompromiß, der weniger vorsah als Libyen erwartete hatte. Demnach sollte der Posted Price für ein Barrel wie in Teheran vereinbart um \$ 0,35 steigen, dazu kamen dann noch \$ 0,10 Zuschlag für den niedrigen Schwefelgehalt, \$ 0,20 Frachtzuschlag (alle viertel Jahre neu festzusetzen) und \$ 0,12 Suez-Kanal Zuschlag. Algerien¹⁸ und Nigeria erreichten ähnliche Abkommen und auch Indonesien und Venezuela erzielten Einnahmeerhöhungen.

Folge der Teheran/Tripoli Abkommen war es, daß die Ölgesellschaften einer Erhöhung des Posted Prices gemeinsam und auf Drängen der Produzentenstaaten durchführen mußten. Sie konnten die Festsetzung des Posted Price nicht mehr als ihre interne Angelegenheit betrachten. Durch die Änderungen im Weltwährungssystem 1971 und der Freigabe des US-Dollars, in dem das Öl international abgerechnet wurde, verschlechterte sich der Dollar Kurs gegenüber allen anderen Währungen erheblich¹⁹. Zudem erhöhte sich in den USA die Inflationsrate. Infolgedessen verschlechterten sich die Terms-of-Trade der Erdölproduzierenden Staaten dramatisch. Um diesen Verlust auszugleichen blieb ihnen nichts anderes übrig, als Preiserhöhungen zu fordern. Und zwar entgegen den Abkommen von Teheran und Tripoli, die eine fünfjährige Laufzeit vorgesehen hatten.

Begünstigt wurden diese Forderungen durch eine Reihe von Faktoren:

- Der weltweite Ölverbrauch stieg zu Beginn der 70er Jahre rapide an.
- Die heimische Fördermenge in den USA war seit 1970 rückläufig, so daß immer mehr Rohöl importiert werden mußte, 1973, das Jahr in dem die Importquoten aufgehoben wurden, mußten 30% des Erdölverbrauches importiert werden.
- Die Industriestaaten stellten ihre Energieversorgung zudem immer mehr auf den Energieträger Erdöl um. Die Kohle einst der Hauptenergielieferant wurde sowohl in der Industrie als auch in den privaten Haushalten durch das billige und saubere Erdöl substituiert.
- Mit dem zunehmenden Verkehr wurde auch immer mehr Benzin nachgefragt.

¹⁸ Verhandlungsgegenstand von Tripoli war das gesamte "Mittelmeeröl", dies umfaßte neben dem libyschen Öl auch Öl aus Algerien, sowie irakisches und saudisches Öl, das per Pipeline in das Mittelmeer transportiert wurde

¹⁹ Abwertung des US-\$ gegenüber ausgewählten Währungen in der Zeit vom 30. April 1971 bis zum 1. März 1973 in Prozent:

BR Deutschland	26
Frankreich	21
Niederlande	24
Großbritannien	1
Schweiz	28
Italien	10
Japan	36

nach Ghanem (1986)

- Eine Vielzahl von Produzentenstaaten förderten an ihrer Kapazitätsgrenze. Oder sie wollten wie Kuwait nicht mehr produzieren, weil sie ihre Reserven schonen wollten. Kuwait beschränkte 1972 die Fördermenge auf maximal 3 mb/d.
- Die nigerianische Ölproduktion wurde durch das Ausbrechen des Biafra Krieges erheblich beeinträchtigt und konnte auch nach Beendigung nicht wieder im gewünschten Umfang aufgenommen werden.

Als Folge all dieser Faktoren entwickelte sich der Weltolmarkt zu Beginn der Siebziger von einem Käufermarkt zu einem Verkäufermarkt. Die Rohölpreise stiegen zwischen 1970 und 1972 um bis zu 50% (vgl. Tabelle Ölpreise). Erstmals stiegen auch die Marktpreise für Rohöl über das Niveau der Posted Prices.

Der Wechsel vom Käufer- zum Verkäufermarkt ging einher mit dem beginnenden Wechsel der Eigentumsrechte am Erdöl. Im Juli 1971 beschloß die OPEC „...*(to) take immediate steps towards the effective implementation of the principle of participation in the existing oil concessions*“²⁰. Während die Golfstaaten sich mit einem 20%-igen Anteil begnügen wollten, verlangte Libyen einen mindestens 50%-igen Anteil. Die Verhandlungen begannen zwischen dem saudischen Ölminister Scheich Yamani und der Aramco im Februar 1972. Während dieser Zeit eskalierte der Streit zwischen dem irakischen Staat und der IPC. Die IPC reduzierte ihre Förderung aus dem im Norden des Iraks gelegenen Kirkuk Ölfeld, dessen Öl per Pipeline in den Mittelmeerraum gebracht wurde. Dahinter steckte die Absicht Steuersenkungen durchzusetzen. Als Verhandlungen zu keinem Erfolg führten, nationalisierte der irakische Staat am 1. Juni 1972 die Kirkuk Felder der IPC, der nur noch die Ölfelder im Süden des Iraks verblieben. Diese Aktion befruchtete die Verhandlungen zwischen dem saudischen Ölminister Scheich Yamani und der Aramco. So führte Yamani aus: „*The nationalization of IPC was a shock to the oil companies. Some of them were not aware of the facts of life, and now realize that they have to face either nationalization or participation. And this is why, in my opinion, they are moving closer to our side*“²¹. Hinzu kam jetzt noch, daß die staatseigenen Ölgesellschaften in Italien (ENI) und Frankreich (ELF) versuchten direkt mit den Erdölproduzierenden Staaten ins Geschäft zu kommen und ihnen Hilfe in Form von Know-How und Vermarktungskapazitäten für den Fall anboten, daß die Partizipationsgespräche zu keinem Erfolg führen sollten. Dies alles führte dazu, daß es zwischen fünf Golfstaaten²² und den Konzessionsgesellschaften am 5. Oktober 1972 zum "General Agreement on Participation". Dieses Übereinkommen sah vor, daß der Staatsanteil an den Konzessionsgesellschaften innerhalb von neun Jahren von 25% auf 51% steigen sollte²³. Saudi-Arabien und Abu Dhabi unterzeichneten am 20. Dezember 1972 nationale Partizipationsabkommen, Qatar und Kuwait im Januar 1973²⁴.

Libyen wollte zwar eine schnellere Nationalisierung, jedoch mußte es sich mit einer Partizipationspolitik zufrieden geben, die ihr aber immerhin im September 1973 einen Anteil von 51% an der heimischen Ölindustrie im Lande einbrachte.

²⁰ Resolution XXIV/135

²¹ zitiert nach Schneider 1983

²² Der Iran verließ die Golf Partizipations-Verhandlungen und erreichte ein separates Abkommen mit dem IOP-Konsortium in dem es auf Teilhabe an dem IOP Konsortium verzichtete

²³ Der Anteil des Erzeugerstaates an der Fördermenge wird als *participation crude* bezeichnet, das wiederum in *bridging crude* (Erdöl, das von den Ölgesellschaften verkauft wurde, um eingegangene Verpflichtungen zu erfüllen), in *phase-in crude* (Erdöl, das die Gesellschaften auf Verlangen der Erzeugerstaaten von diesen kaufen müssen) und in *government disposition* (Erdöl, das direkt vom Erzeugerland vermarktet wird) unterschieden wird.

²⁴ Die kuwaitische Nationalversammlung lehnte den Vertrag jedoch ab. Erst im Januar 1974 konnte dann ein Vertrag geschlossen werden

Fazit:

Steigender weltweiter Ölverbrauch bewirkt eine Entwicklung des Ölmarktes vom Käufer- hin zu einem Verkäufermarkt. Dank mangelnder Solidarität der Ölgesellschaften gelang es Libyen sich mit einer Änderung des Preis- und Steuersystems durchzusetzen. Transportkostenvorteile und die aus Umweltschutzgründen gestiegene Nachfrage nach schwefelarmen Erdöl, sowie die durch den Biafra-Krieg gestörte Produktion in Nigeria, stützten die Position Libyens. Beginn des Wechsels der Eigentumsrechte von den Ölgesellschaften hin zu den Produzentenstaaten ab 1971/72.

1.3.2 Der erste Ölpreissprung

Der weiter anhaltende Dollarverfall gegenüber allen wichtigen Währungen der übrigen Industriestaaten und die weiterhin hohe Inflationsrate in den USA führten zu einem realen Rückgang der Steuereinnahmen in den Produzentenstaaten. Um diesen Einnahmeausfall zu decken mußten sie entweder mehr Öl verkaufen oder aber höhere Preise für ein Faß Öl verlangen.

Am 16. Oktober setzten die sechs OPEC-Golfstaaten den Posted-Price (für Arabian Light ab Ras Tanura) erstmals in einem einseitigen Akt von \$ 3,01 auf \$ 5,12 herauf. Venezuela folgte kurz darauf. Zuvor war am 6. Oktober der sogenannte Yom-Kippur Krieg ausgebrochen, indem die arabischen Staaten Syrien und Ägypten versuchten die von Israel besetzten Gebiete zurückzuerobern. Während die israelische Armee sich dem arabischen Überfall erfolgreich widersetzte und es den Anschein hatte, sie marschiere geradewegs auf Kairo zu, trafen sich am 17. Oktober die OAPEC Mitglieder²⁵ in Kuwait. Sie beschlossen das Öl als Waffe einzusetzen, um so die Industriestaaten davon abzuhalten weiterhin Israel zu unterstützen²⁶. Demnach sollte jeder arabische Staat seine Fördermenge gegenüber der Septemberfördermenge um 5% reduzieren und jeden weiteren Monat um zusätzliche 5%. Im Ergebnis reduzierten Saudi Arabien, Qatar, Algerien und Kuwait ihre Produktion um 10%, Libyen und Bahrain um 5% und der Irak kürzte seine Produktion überhaupt nicht, hatte aber zuvor die südlichen Felder der US Gesellschaften Exxon und Mobil enteignet. Besonders in der Kritik Israel zu unterstützen, standen die USA und die Niederlande. Diese beiden Staaten wurden als nicht befreundete Nationen eingestuft und mit einem totalen Ölboykott versehen. Die befreundeten Nationen, die die Besetzung der arabischen Gebiete durch die Israelis verurteilten, wie Frankreich, Großbritannien, Spanien und der Ostblock, wurden mit der gleichen Menge wie im September beliefert. Der Rest mußte sich mit geringeren Ölmengen zufrieden geben. Im November wurde die Fördermenge der OAPEC Mitgliederstaaten gegenüber September um insgesamt 23% verringert(s. Tabelle 1.3).

²⁵ OAPEC: Organization of Arabian Petroleum Exporting Countries: Saudi-Arabien, Kuwait, Abu Dhabi, Algerien, Irak, Libyen und Qatar

²⁶ Schon während des israelisch-arabischen Sechs-Tage Krieges verhängten die arabischen Ölexporteure einen Ölboykott gegen die USA, Großbritannien und der Bundesrepublik. Doch Dank der Zusammenarbeit zwischen den multinationalen Ölgesellschaften, die ihre Förderungen aus anderen Gebieten an die boykottierten Staaten lieferten, während arabisches Öl statt dessen an nicht boykottierte Staaten geliefert wurde, hatte dieser Boykott kaum Auswirkungen auf den Ölmarkt. Da die boykottierenden Staaten erhebliche Einnahmeausfälle hatten, der Erfolg aber zu wünschen übrig ließ, wurde der Boykott innerhalb kürzester Zeit abgebrochen.

Tabelle 1.3: OPEC Erdölproduktion im September und November 1973

Staat	September	November	Veränderung in Prozent
Arabische Staaten:	19.635	15.150	-22,8
Abu Dhabi	1.430	1.120	-21,7
Algerien	1.100	900	-18,1
Irak	2.115	2.150	+1,8
Kuwait	3.525	2.470	-29,9
Libyen	2.285	1.765	-22,8
Qatar	610	475	-22,1
Saudi Arabien	8.570	6.270	-26,8
Nicht-arabische Staaten:	12.775	13.115	+2,7
Indonesien	1.420	1.450	+2,1
Iran	5.830	6.045	+3,7
Nigeria	2.140	2.240	+4,7
Venezuela	3.385	3.380	-0,1
OPEC	32.410	28.265	-12,8

Quelle: Brown 1991

Obwohl Ende des Jahres 1973 das weltweite Ölangebot gegenüber September nicht einmal um 10% zurückging, lag der Preis für das Barrel Rohöl auf dem Amsterdamer Spotmarkt zeitweise bei Größenordnungen um \$20 für das Barrel. Der Posted Price für Arabian Light wurde daraufhin auf der im Dezember 1973 statt findenden OPEC Konferenz mit Wirkung vom Januar 1974 auf \$11,65 festgesetzt. Dies entsprach einer Vervierfachung des Posted Prices gegenüber dem Monat September.

Tabelle 1.4: Arabische und Weltölproduktion 1973

	1973				1974		
	Sept.	Okt.	Nov.	Dez.	Jan.	Feb.	März
Arabische Staaten	20,8	19,8	15,8	16,1	17,6	17,9	18,5
Nicht-arabische Staaten	38,4	38,9	39,0	39,4	39,6	39,5	39,5
Weltproduktion	59,2	58,7	54,8	55,4	57,2	57,4	58,0

Quelle: Schneider 1983

Tabelle 1.5; Posted Price Arabian Light²⁷

16. Okt. 1973	\$ 5,119
1. Nov. 1973	\$ 5,176
1. Dez. 1973	\$ 5,036
1. Jan. 1974	\$ 11,661

Quelle: Schneider 1983

²⁷ Bei den Notierungen von November und Dezember handelt es sich um Wechsekursanpassungen.

1.3.2.1 Politische Erklärungen und kurzfristige Marktdynamik

Die Produktionskürzungen der arabischen Staaten im Herbst 1973 und der damit ausgelöste Preissprung hatten eindeutig politische Ursachen. Dennoch läßt sich damit kein dauerhafter Preisanstieg vereinbaren, denn mit der Aufgabe der Produktionsreduktion müßte das alte Preisniveau wiederhergestellt sein. Demnach können politische Einflüsse nicht allein maßgebend gewesen sein.

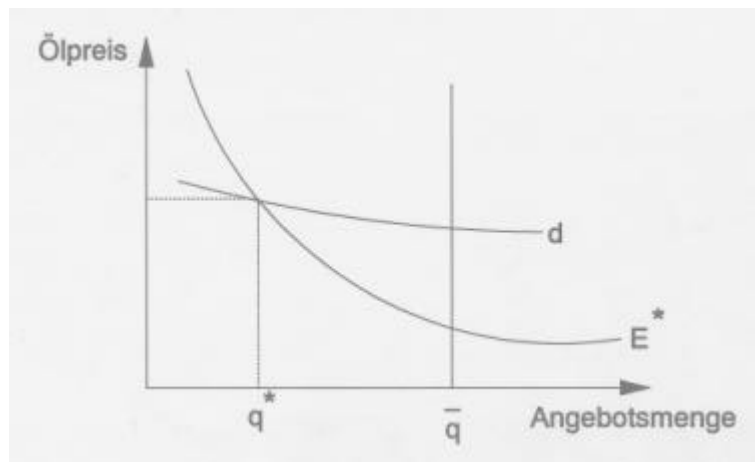
Zum kurzfristigen Preissprung an den Spotmärkten trugen neben der Angebotsverknappung auch die Überreaktionen der Nachfrager bei. Die Nachfrager, vor allem die Industrie trug mit ihren Lageraufstockungen und Deckungskäufen zu einem zusätzlichen Nachfrageschub bei. Zudem versuchten sich einige Händler durch spekulative Lagerkäufe zusätzliche Einnahmen zu verschaffen. Umdispositionierungen im Transport trugen ebenfalls zur Marktverknappung bei. Trotz des Preisanstieges des Erdöls blieb die private Nachfrage zunächst nahezu unverändert, zurnal einige Staaten wie Großbritannien, Italien und Belgien die Ölverbraucher von drastischen Preiserhöhungen verschonten, in dem sie die Preiserhöhungen von Mineralölprodukten genehmigungspflichtig machten. Dies führte zwar zu Versorgungsengpässen, jedoch nicht zu einem preisbewußten Verbrauch. Andere Staaten, wie die Bundesrepublik ließen den Preis voll auf die Produkte durchschlagen, so daß es zu keinerlei Versorgungsengpässen kam, wenn man von der mehr politisch-kosmetischen Maßnahme der autofreien Sonntage im November 1973 einmal absieht. Dennoch war der Nachfragerückgang in der Bundesrepublik gering, zurnal dank des abwertenden Dollars sich die Rohölpreise in DM gerechnet nicht derart stark verteuerten wie im Dollarraum. Zudem ist der Rohölpreis nur ein Bestandteil der Ölproduktpreise wie etwa des Benzins, dazu kommen dann vom Rohölpreis unabhängig die Transport- und Verarbeitungs-kosten sowie vor allem die Steuer hinzu, so daß eine Rohölpreisanhebung nicht derart extrem auf die Endprodukte durchschlägt, wie eine Vervierfachung des Dollarpreises für ein Barrel Rohöl zunächst vermuten läßt. Die Marktnachfrage nach Rohöl und den Rohölprodukten reagiert zumindest kurzfristig sehr unelastisch.

Die Okonomischen Theorien die den Preissprung zu erklären versuchen lassen sich in kurzfristige und langfristige Marktdynamiken unterteilen.

Die ruckwärts gebogene Angebotskurve

Eine Erklärung für den Ölpreissprung liefert die aus der Arbeitsmarkttheorie bekannte rückwärts gebogene Angebotskurve, die sich auch in der Theorie ressourcenexportierender Staaten wieder findet. Die Erdölexportierenden Staaten, wie sie zu Beginn der 70er Jahre existierten, waren sämtlich Entwicklungsländer, die bestrebt waren ihre Volkswirtschaften mit einern hinreichend großen Kapitalstock zu versehen, um so selbst Güter herstellen zu können. Das Erdöl war häufig ihre einzige, zumindest aber die bedeutendste Einnahmequelle. Diese Erdölexporterlöse dienen dann wieder zum Kauf von Investitionsgütern, Infrastrukturmaßnahmen, Ausdehnung der Downstream Aktivitäten oder zum Kauf von Konsumgütern. Aus diesen Überlegungen heraus benötigt jeder ressourcenexportierende Staat eine bestimmte Summe, die es für die oben genannten Zwecke wieder ausgibt. Dann bestimmt die gewünschte Ausgaben-summe bei gegebenem Weltmarktpreis die jeweilige Ölangebotsmenge eines Staates. Je nach Absorbtionsfähigkeit des Ressourcenexporteurs, d.h. wieviel Geld kann er sinnvoll für Kapital- und Konsumgüter in seinem Land anlegen, lassen sich zwischen den Staaten Unterschiede finden. Staaten wie Nigeria, Indonesien oder der Iran, haben eine hohe Absorbtionsfähigkeit, andere Staaten, wie Kuwait, die VAE und Saudi-Arabien verfügen über eine geringe Absorbtionsfähigkeit. Stellt man den Einnahmebedarf in Form eines Preis-Mengen Diagrammes dar, läßt sich eine Schar von Isoeinkommenskurven einzeichnen, wobei jede Kurve die Preis-Mengen Kombination wiedergibt, bei der die Einnahmen gleich sind. Weiter außen liegende Isoeinnahmekurven geben ein höheres Einnahmenniveau wieder.

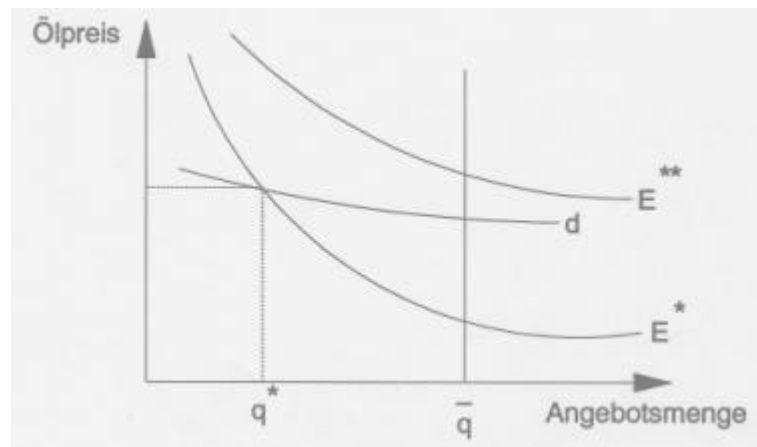
Abbildung 1.6: Die rückwärts gebogene Angebotskurve I



Aus der Abbildung geht eindeutig hervor, daß bei einem plötzlich steigenden Weltmarktpreis die Staaten, die eine Einkommensorientierte Politik verfolgen, die Angebotsmenge zurückgenommen wird. Diese Staaten haben eine rückwärts gebogene Angebotskurve. Jeder dieser Staaten sieht sich einer individuellen Nachfragekurve d gegenüber, die extrem elastisch ist, da bei einer einseitigen Preisänderung nach oben alle Verbraucher bei der Konkurrenz kaufen werden und vice versa.

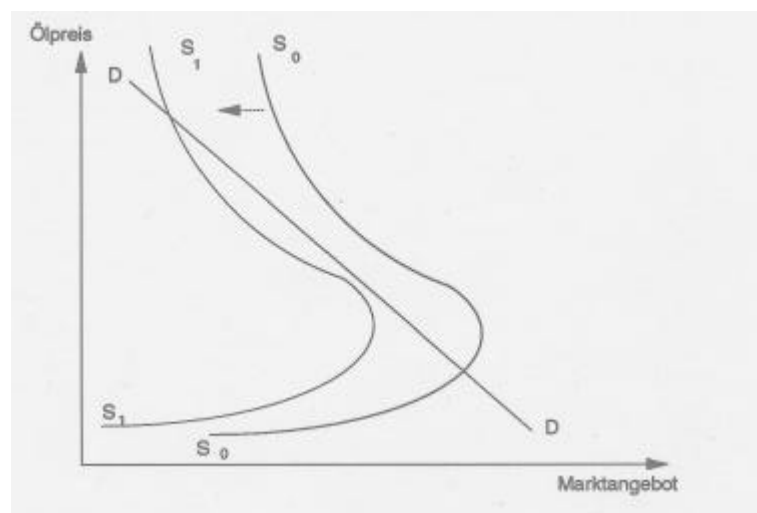
Der Schnittpunkt der gewünschten Isoeinnahmekurve E^* mit der individuellen Nachfragekurve d gibt dann die gewünschte Angebots (Export)- Menge q^* an. Liegt das gewünschte Einkommensniveau E^{**} jedoch so hoch, daß die Nachfragefunktion tiefer verläuft, dann wird der Öl-exporteur seine Produktion bis zur Kapazitätsgrenze p ausdehnen, und zwar unabhängig vom herrschenden Weltmarktpreis. Wird also das Einnahmeziel nicht erreicht, wird der Staat immer bis zur Kapazitätsgrenze fördern. In diesem Fall verläuft die Angebotskurve zumindest kurzfristig vertikal. Die rückwärtsgebogene Angebotskurve gilt also nur für Preise, die oberhalb denen liegen, die notwendig sind, um das Einnahmeziel zu erreichen. Steigt in diesem Fall der Weltmarktpreis durch einen Nachfragesprung (Rechtsverschiebung der Nachfragekurve), dann wird das Angebot zurückgenommen. Länder mit einer geringen Absorptionsfähigkeit werden ihre Produktion zurückfahren, denn eine Ressourceneinheit in situ bringt ihnen einen höheren Nutzen als eine zusätzlich exportierte Einheit. Gibt es eine hinreichend große Zahl von Exportstaaten, die eine Einnahmensezielpolitik verfolgen, dann ist auch die Marktangebotskurve rückwärtsgebogen, wie in der Abbildung 1.8 dargestellt

Abbildung 1.7: Die rückwärtsgebogene Angebotskurve II



Im unteren Preisbereich verläuft die Marktangebotskurve normal, d.h. bei steigendem Weltmarktpreis wird mehr Erdöl angeboten. Steigt der Preis jedoch weiter, dann steigen die Einnahmen der Low- Absorber Staaten so schnell an, daß sie nicht mehr sinnvoll im Lande angelegt werden können und die Exportmenge wird zurückgenommen, das Marktangebot geht zurück. Bei einer zumindest kurzfristig unelastischen Gesamtmachfrage führt eine Produktionskürzung wie im Oktober/November 1973 zu einem enormen Preissprung, ohne daß die Produktionskürzung erheblich gewesen ist, spekulative und panikartige Lageraufstockungen verschieben die Nachfragekurve zudem zusätzlich noch nach außen, so daß der Effekt noch verstärkt wird. Die folgende Abbildung zeigt die mögliche Wirkung eines Angebotsrückganges.

Abbildung 1.8: Die rückwärtsgebogene Marktangebotskurve



Generell läßt sich sagen, daß eine rückwärts gebogene Angebotskurve in Zusammenhang mit einer unelastischen Nachfrage aufgrund von Mengenänderungen zu einer erheblichen Bandbreite von Preisen führen kann. Diese Betrachtungsweise liefert aber nur kurzfristige Erklärungen und läßt die langfristigen Wirkungen der jeweiligen Marktgleichgewichte unbeachtet. Auf der einen Seite werden die Nachfrager langfristig zu Sparmaßnahmen oder Substitutionsmöglichkeiten greifen, so daß die Nachfrage langfristig wesentlich elastischer reagiert. Aber nicht nur die Nachfrager reagieren langfristig elastischer, auch die Ressourcenexporteure haben

langfristige Plane, so daß der Ansatz der nickwärts gebogenen Angebotskurve nur kurzfristige Marktdynamiken erklären kann.

1.3.2.2 Okonomische Interpretation: Wechsel der Eigentumsrechte und geänderte Marktstrukturen

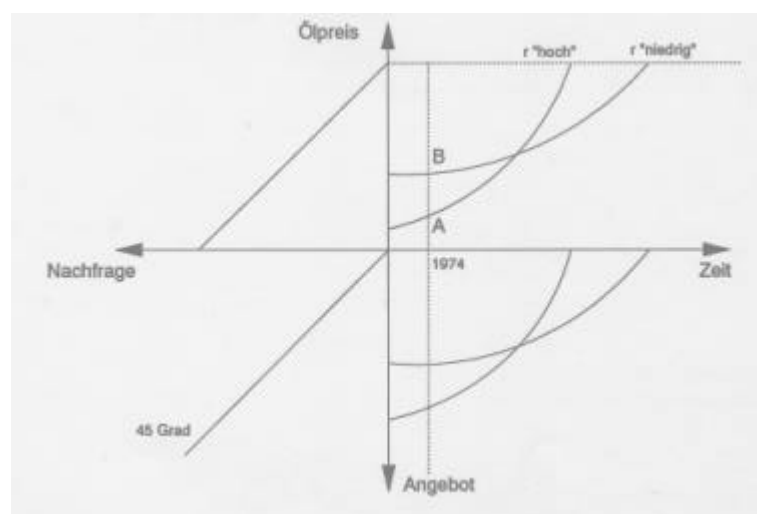
Wie schon oben erwähnt spielen bei den Ölanbietern auch langfristige Überlegungen eine entscheidende Rolle. In der Theorie der natürlichen Ressourcen werden im Rahmen langfristiger Maximierungsmodelle der Wechsel der Eigentumsrechte an der Ressource Öl und die Kartellbildung im Rahmen der OPEC untersucht.

Wechsel der Eigentumsrechte

Mit dem Beginn der Siebziger vollzog sich auch der Eigentumswechsel weg von den Ölgesellschaften hin zu den Produzentenstaaten. Zwar dauerte die de-jure Nationalisierung der Ölvorkommen fast ein Jahrzehnt, de-facto waren die Ölfelder in den OPEC Staaten schon in den ersten Jahren der 70er nationalisiert. Zwischen den multinationalen Gesellschaften und den Produzentenstaaten bestehen jedoch Unterschiede hinsichtlich der optimalen Förderpolitik. Die multinationalen Ölgesellschaften sahen sich immer der Gefahr ausgesetzt, von ihren Gastländern enteignet zu werden, wie die Erfahrungen im Iran (vergeblich) oder im Irak (erfolgreicher) gezeigt haben. Aus diesem Grunde mußten sie bei der Maximierung ihres GegenwartsgeWINNES aus der Extraktion eines Ölfeldes auch den Risikozuschlag "Enteignungswahrscheinlichkeit" mit einkalkulieren.

Verglichen mit einer Situation ohne Enteignungsrisiko ist dies gleichbedeutend mit einer höheren Diskontrate. Die Produzentenstaaten, im Besitz ihrer eigenen Ölvorkommen, brauchten ihre eigene Enteignung natürlich nicht zu fürchten und haben demzufolge gegenüber den Ölgesellschaften eine niedrigere Diskontrate. Ceteris paribus muß der Preispfad mit der niedrigeren Diskontrate zu niedrigeren Preissteigerungen im Zeitablauf führen, als der Preispfad mit einer höheren Diskontrate. Wäre aber in beiden Fällen der gleiche Anfangspreis unterstellt, dann würde der Ressourcenbestand im Fall der Produzentenstaaten "überausgebeutet" werden, folglich muß der Anfangspreis höher sein als der Anfangspreis, den die Ölgesellschaften gesetzt haben.

Abbildung 1.9: Der Wechsel der Eigentumsrechte Nachfrage



Da die Produzentenstaaten eine niedrigere Diskontrate haben, reduzieren sie die bisher von den Ölgesellschaften geförderte Menge nach der erfolgten Nationalisierung. Dies verursacht dann zwangsweise einen Preissprung, in der Abbildung 1.9 von A nach B, wie er im Herbst 1973

stattgefunden hat. Mittels dieses Ansatzes läßt sich der Preissprung ebenfalls erklären und erklärt auch, warum der Posted Price nach dem Preissprung relativ stabil geblieben ist. Die politische Situation zu diesem Zeitpunkt lieferte dann nur den notwendigen Rahmen.

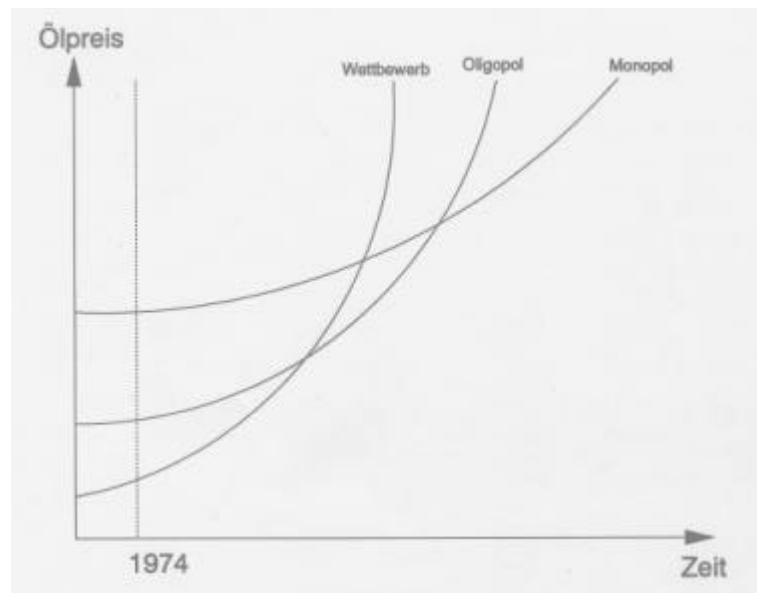
Bleiben noch die Kritikpunkte dieses Ansatzes:

Mittels dieses Ansatzes läßt sich nur einmal ein Ölpreissprung erklären, für den von 1979/80 muß dann eine andere Erklärung gefunden werden. Zweitens läßt sich die ressourcenschonendere Haltung der Produzentenstaaten auf dem ersten Blick nicht mit der Tatsache vereinbaren, daß in den Jahren zuvor einzelne Produzentenstaaten immer wieder versuchten die Ölgesellschaften zu einer Ausweitung der Produktion zu treiben. Dies läßt jedoch außer acht, daß es für den einen oder anderen Staat durchaus individuell-rational sein kann bei gegebenen(sic!) Preisen und gegebenen Marktverhältnissen und bei einer jährlich zu beachtenden Budgetrestriktion als die einzige Steuerungsvariable die Fördermengen zu betrachten.

Veränderte Marktstrukturen

Eine alternative oder ergänzende Betrachtungsweise zum Preissprung liefert die Theorie des unvollkommenen Wettbewerbes. Unterstellt man, daß der Weltölmarkt in den 60er Jahren wettbewerbsmäßig organisiert war, dann muß es bei einer Kartellbildung (bzw. bei ihrem Aktivwerden) zu anderen Preispfaden kommen. Jede Abweichung vom Wettbewerbspreispfad führt zu einem Preispfad, der in Richtung Monopolpreispfad geht (vgl. Abschnitt 1.2.5). Der Preispfad mit der OPEC als Kartell und dominierendem Anbieter muß ceteris paribus einen höheren Anfangspreis haben als der Wettbewerbspreispfad und die Ressourcenausbeutungsphase dauert länger, jedoch nicht so lange wie im Monopolfall, der dafür den höchsten Anfangspreis hat. Abbildung 4.10 zeigt die möglichen Preispfade bei verschiedenen Marktstrukturen. Je stärker der Grad der Marktunvollkommenheit ist, desto monopolartiger wird der Preispfad. Der tatsächliche Pfadverlauf ist abhängig von den Modellspezifikationen²⁸.

Abbildung 1.10: Preispfade bei verschiedenen Marktstrukturen



Es kommt wie schon im Modell mit der Änderung der Eigentumsrechte hier zum Zeitpunkt der Kartellbildung zu einem Preissprung.

²⁸ In der Ressourcenökonomik gibt es eine Reihe von Modellen, die oligopolistische Märkte oder sogenannte Cartel-versus-Fringe Modelle betrachten. Näheres bei Blank (1993) oder Newbery 1989.

Phasen rückläufiger Preise ließen sich dann mit Kartellinstabilitäten begründen. Dieser Ansatz wirft, besonders im Hinblick auf den Preissprung 1973/74 einige Fragen auf. Zunächst ist es durchaus fraglich, ob es sich in der Zeit vor dem Preissprung um einen Wettbewerbsmarkt gehandelt hat. Auch wenn eine Reihe von Newcomern, wie die amerikanischen "Unabhängigen" und nationale Gesellschaften auf dem Weltölmarkt neu auftauchten, blieben die Sieben Schwestern doch eine dominierende Gruppe, auch wenn sie in ihren Zielsetzungen durchaus unterschiedlicher Auffassung waren. Sicherlich ist der Markt in den späten sechziger Jahren mehr dem Wettbewerb ausgesetzt als in den fünfziger Jahren, doch von einem Markt mit vollkommenem Wettbewerb zu sprechen wäre sicherlich übertrieben²⁹ Würde ein Preissprung durch die OPEC-Kartellbildung zu erklären sein, müßte diese neue Marktform entschieden monopolmäßiger gewesen sein. Daß die Produzentenstaaten besser zusammenarbeiten konnten als die Sieben Schwestern darf bezweifelt werden, auch wenn es im Hinblick auf den Herbst 1973 für die arabischen Staaten kurzfristig der Fall sein sollte. Dieser Marktstruktureffekt mag teilweise mit zum Preissprung beigetragen haben, aber für die mittelfristige Preisstabilität dürfte er eher den gegenteiligen Erklärungswert haben.

1.3.3 Der erste Ölpreissprung und die Folgen; Veränderte Marktstrukturen und die "Sieben Schwestern"

In den siebziger Jahren hat sich für die multinationalen Ölgesellschaften die Situation grundlegend geändert. Ihre Ölfelder in den Erdölexportierenden Staaten sind nationalisiert worden, so daß sie über das gewünschte Produktionsniveau keine eigene Entscheidung mehr treffen konnten.

Doch trotz der Nationalisierung der Ölfelder blieben die Erdölexportierenden Staaten weiterhin von den multinationalen Ölgesellschaften abhängig. Denn diese waren es, die durch ihre vertikale Integration das Rohöl verarbeiten und an den Endverbraucher ausliefern konnten. Auch war ihr Know-How in der Explorations- und Fördertechnologie sowie ihre logistischen Fähigkeiten nicht von heute auf morgen durch einheimische Kräfte zu ersetzen und wurden deshalb von den Produzentenstaaten weiterhin benötigt. Auch waren die Ölgesellschaften über die geologischen Gegebenheiten und damit über potentielle neue Felder besser informiert als die Gastländer. Trotz der Nationalisierung der in den Produzentenstaaten tätigen Gesellschaften hat sich die Position der multinationalen Gesellschaften nicht entscheidend verschlechtert. Die Erdölexportierenden Staaten waren weiterhin auf die multinationalen Ölgesellschaften angewiesen, wollten sie ihr Rohöl auf den Markt bringen. Auch bei dem Aufbau eigener Downstream-Aktivitäten und dem Aufbau einer heimischen Erdölverarbeitenden Industrie waren sie auf deren Unterstützung angewiesen. Aber auch die Ölgesellschaften waren auf ein gutes Verhältnis zu den Erdölexportierenden Staaten angewiesen, wollten sie weiterhin mit Rohöl versorgt werden. Diese gegenseitige Abhängigkeit führte zwischen beiden Seiten zu einem modus operandi, der für beide durchaus nicht ungünstig war. Einige OPEC Staaten, vor allem Saudi-Arabien, zeigten sich gegenüber den Multis sehr entgegenkommend. Dies waren vor allem jene Staaten, in denen fast ausschließlich die multinationalen Ölgesellschaften aktiv waren. Demgegenüber führte Kuwait einen unabhängigeren Kurs gegenüber den multinationalen Ölgesellschaften, da es von diesen am wenigsten abhängig war und über eigene ausgebildete Fachkräfte verfügte, zudem war Kuwait weitgehend erkundet, so daß weiteres Know-How in der Exploration nicht mehr benötigt wurde.

Dennoch nahm der Anteil des exportierten OPEC Öls, das direkt an Dritte verkauft wurde, also ohne den Weg über die multinationalen Ölgesellschaften zu gehen, in den folgenden Jahren stetig zu.

²⁹ Auch ein Oligopolmarkt, dessen Preise Bertrand-Gleichgewichtspreise sind, ist kein Markt vollkommener Konkurrenz.

Tabelle 1.6: Exportanteil der OPEC an Dritte

Jahr	Exportanteil in %
1971	4
1974	12
1975	20
1978	34

Im Irak belief sich der Exportanteil an Dritte im Jahr 1976 auf 95%, in Algerien auf 80% und in Kuwait auf 44%³⁰. Dennoch war diese Entwicklung für die Ölgesellschaften nicht sehr bedrohlich. Eine weitere Gefahr aber drohte von den Verbraucherstaaten. In Frankreich und den USA drohten immer wieder kartellrechtliche Maßnahmen und in Japan, der Bundesrepublik, Belgien und Italien wurde immer wieder versucht, die multinationalen Gesellschaften sowohl horizontal als auch vertikal zu desintegrieren. Zwar blieben diese Bemühungen ausnahmslos ohne Folgen, aber sie brachten die multinationalen Ölgesellschaften in den kritischen Blick der Öffentlichkeit. Eine Reihe von Verbraucherstaaten versuchten ihre nationalen Ölgesellschaften (in der BRD z.B. die Veba) zu stärken oder neue aufzubauen, mit dem Ziel direkt mit den Erdölexportierenden Staaten zu verhandeln. Als Folge wurde der Marktanteil der Sieben Schwestern auch im Downstream-Bereich geringer.

Härter getroffen wurden die multinationalen Ölgesellschaften durch die dem Ölpreissprung folgende Nachfragereduzierung und die in den Verbraucherstaaten einsetzende wirtschaftliche Rezession als Folge der hohen Ölpreise. Statt eines Verbrauchsrückganges schätzten die Ölgesellschaften einen jährlichen Verbrauchsanstieg von 7% - 8%. Einen Überblick über den tatsächlichen Verbrauch und die geschätzte Nachfrage zeigt die Abbildung. Entsprechend wurden natürlich die Transport- und Raffineriekapazitäten geplant, mit der Folge, daß in den Jahren nach dem Ölpreissprung die Ölindustrie vor erheblichen Überkapazitäten stand, wie aus der Abbildung ersichtlich ist.

Abbildung 1.11: Welt Erdölverbrauch in mb/d

³⁰ Angaben nach Schneider 1983 und Brown 1991.

Abbildung 1.12; Verbrauch, Raffineriekapazität und Tanker 1971=100



In den Jahren 1975 bis 1978 erwies sich nahezu ein Drittel der Tankertonnage als überflüssig. Zwar profitierten einige der multinationalen Gesellschaften durch die niedrigen Frachtkosten, aber die meisten, die über 40% der Welt-Tankertonnage verfügten, wurden hart getroffen. Im gleichen Zeitraum wurden die Raffineriekapazitäten in West-Europa nur zu 60%-70% ausgelastet. Da es aufgrund der hohen Kapitalkosten immer noch günstiger ist, die Raffinerie mit Unterauslastung zu fahren statt sie stillzulegen, fuhren sie enorme Verluste ein. In den USA hingegen war die Raffineriesituation eine andere, da aufgrund staatlicher Preiskontrollen der Anreiz zum Bau neuer Raffinerien nicht allzu ausgeprägt war. Statt nun die Möglichkeit zu nutzen, europäische Produkte zu importieren, importierten die USA vor allem das teureschwefelarme Erdöl, auf das sie aus Umweltschutzgründen angewiesen waren, da die Raffinerien in der Regel über keine Entschwefelungstechnologie verfügten. Um dennoch gegen europäische Produkte konkurrenzfähig zu sein, subventionierte der amerikanische Staat die bestehenden Raffinerien erheblich. Die Verbraucherstaaten erwiesen sich somit als eine gute Stütze zur Aufrechterhaltung des hohen Ölpreisniveaus.

Finanziell ging es den multinationalen Ölgesellschaften dennoch wesentlich besser als zu den Zeiten der niedrigen Ölpreise. Die Verluste im Transport- und Raffineriebereich konnten leicht durch die Gewinne, die zwischen Rohöleinkaufspreis und Produktverkaufspreis lagen ausgeglichen werden. Zudem erzielten sie, wenn sie über eigene Ölvorkommen verfügten, einen erheblichen Windfallprofit.

Dennoch begannen die multinationalen Ölgesellschaften seit Mitte der siebziger Jahre eine Diversifikationsstrategie, vor allem auch in nichtenergetische Rohstoffe, wie Aluminium, Kupfer u.a., aber auch im Kohlebereich und in der Petrochemie. Aber auch außerhalb des Rohstoffsektors wurden die Multis tätig, wie z.B. Gulf die nicht davor zurückschrak auch einen Zirkus zu erwerben. Mit Ausnahme der Texaco waren alle Sieben Schwestern im Nicht-Öl Bereich tätig.

1.3.4 Die Ölpolitik in den Verbraucherstaaten

Der erste Ölpreissprung sollte nicht ohne Folgen für die Weltwirtschaft bleiben. In den Erdölimportierenden Staaten stieg die Inflationsrate rapide, das Wirtschaftswachstum stagnierte (aus beiden Phänomenen wurde das Wort *Stagflation* gebildet), die Leistungsbilanz einiger Staaten verschlechterten sich erheblich. Vor allem die Erdölimportierenden Entwicklungsländer sahen sich zum großen Teil nicht mehr in der Lage ihre Ölrechnungen bezahlen zu können. Die Gefahr weiterer Produktionskürzungen schien zudem noch weiter zu bestehen, denn ganz in der

Logik der rückwärts gebogenen Angebotskurve, waren die Einnahmen der Erdölexportierenden Staaten aus dem Exporterlös so enorm gewachsen, daß sie nicht so schnell sinnvoll angelegt werden konnten. Die Folge weiterer Produktionskurzungen wäre ein nochmals dramatischer Preisanstieg.

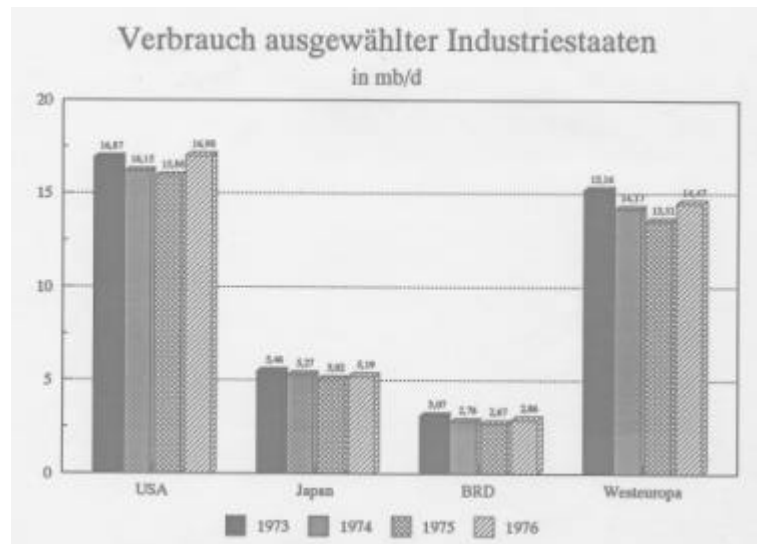
Die Ölrechnung der westlichen Industriestaaten stieg von \$ 44,2 Mrd des Jahres 1973 auf \$119,7 Mrd im Jahr 1974. Die Ölrechnung der Nicht-OPEC Entwicklungsländer stieg im gleichen Zeitraum von \$ 9,1 Mrd auf \$ 26,4 Mrd. Die Leistungsbilanz der westlichen Industrienationen verschlechterte sich von \$ +11,7 Mrd in 1973 auf \$ -13,9 Mrd in 1974. Die der nicht-Erdölexportierenden Entwicklungsländer verschlechterte sich von \$ -11,6 Mrd auf \$ -37,0 Mrd. Dagegen verbesserte sich die Leistungsbilanz der Erdölexportierenden Staaten von \$ +6,7 Mrd auf \$ +68,3 Mrd³¹. Nur die Leistungsbilanz der Bundesrepublik verbesserte sich entgegen dem all-gemeinen Trend von \$ 6,7 Mrd auf \$ 12,3 Mrd.

Innerhalb eines Jahres geriet die gesamte Weltwirtschafts- und Finanzordnung durcheinander. Vor allem die Erdölexportierenden Staaten mit einer niedrigen Absorptionsfähigkeit, die Low-Absorber, wie Kuwait, Saudi-Arabien und Abu Dhabi (später dann mit einigen anderen Emiraten zu den VAE vereint), suchten nach Anlagemöglichkeiten für ihre *Petrodollars*. Die großen international tätigen Banken versuchten die ihnen zufließenden Petrodollars zu fast jeder Bedingungen als Kredite wieder weiterzugeben. Die Kredite wurden zwar auch von den Industrienationen aber vor allem von den Erdölimportierenden Entwicklungsländern in Anspruch genommen. Dies führte dazu das notwendige Anpassungsprozesse unterlassen wurde, weil sich die Ölimporte so einfach auf Kredit finanzieren ließen. In dieser Art der Rezyklierung der Petrodollars liegt eine der Ursachen für die noch heute anhaltende Verschuldungskrise der Entwicklungsländer.

Dennoch versuchten die meisten der Verbraucherstaaten Maßnahmen zur Reduzierung des Erdölverbrauchs in Gang zu setzen. Hierzu gehörten vor allem Maßnahmen zur Gebäudeisolierung, Subventionierung energiesparender Investitionen, Entwicklung energiesparender Verbrennungsmotoren und Geschwindigkeitsbeschränkungen. Die meisten Staaten verfolgten eine Energiespar-Strategie, versuchten aber den Marktpreis nicht bis zum Verbraucher durchschlagen zu lassen, sondern regulierten die Produktpreise. Eine Ausnahme blieb die Bundesrepublik, die die Preiserhöhungen voll bis zum Verbraucher durchschlagen ließ, dafür behelligte sie ihn aber nicht mit Geschwindigkeitsbeschränkungen. Dies hatte zur Folge, daß in der Bundesrepublik die Umstellung auf energiesparendere Technologien früher gelang als in den meisten der anderen Staaten, die eine vermeintlich verbraucherfreundliche Politik betrieben. Sowohl durch die Energieeinsparmaßnahmen und Preisreaktionen, vor allem aber durch die dem Ölpreissprung folgende wirtschaftliche Rezession sank der Verbrauch der Verbraucherstaaten in den folgenden zwei Jahren. 1976 war das Niveau des Jahres 1973 aber schon fast wieder erreicht.

³¹ Nach Schneider (1983), S. 273.

Abbildung 4.13: Verbrauch ausgewählter Industriestaaten in mb/d



Der weltweite Verbrauchsrückgang war jedoch ziemlich unbedeutend, da vor allem die UdSSR und China ihren Ölverbrauch steigerten. Neben ihren nationalen Anstrengungen versuchten die Verbraucherstaaten auch international zu kooperieren.

Im Rahmen der Europäischen Gemeinschaft wurde zwar versucht, die Energiepolitik zu koordinieren, doch die meisten Staaten zogen bilaterale Verhandlungen mit den Erdölexportierenden Staaten vor. Von einer einheitlichen EG-Ölpolitik kann nicht gesprochen werden. Vor allem die USA versuchten eine gemeinsame Front der Erdölverbrauchenden Staaten aufzubauen. Ein Ergebnis dieser Bemühungen, gegen französischen Widerstand, das um seine außenpolitische Unabhängigkeit fürchtete, war die Gründung der International Energy Agency (IEA) im November 1974. Diese im Rahmen der OECD operierende Agentur schlossen sich 20 der 24 OECD-Staaten an. Island, Portugal, Finnland und natürlich Frankreich traten der IEA nicht bei. Nichtsdestoweniger nahm die IEA ihren Sitz in Paris.

Aufgabe der IEA ist es, wie auf jeder Publikation der IEA nachzulesen ist:

- i) *co-operation among IEA participating countries to reduce excessive dependence on oil through energy conservation, development of alternative energy sources and energy research and development;*
- ii) *an information system on the international oil market as well as consultation with oil companies;*
- iii) *co-operation with oil producing and other oil consuming countries with a view to developing a stable international energy trade as well as the rational management and use of world energy resources in the interest of all countries;*
- iv) *a plan to prepare Participating Countries against the risk of a major disruption of oil supplies and to share available oil in the event of an emergency.*

Unter der Entwicklung alternativer Technologien wurde primär der Ausbau der Kernenergie verstanden. Die wesentlichste Maßnahme schlug sich in Punkt iv) nieder, dem Aufbau einer Ölreserve (häufig als strategische Reserve bezeichnet) und eines "Emergency Oil-Sharing" Systems. Demnach hatte jeder Mitgliedsstaat zunächst eine 60-Tage Reserve an der Nettoimportmenge zu halten, die später auf 90 Tage ausgeweitet werden sollte. Im Falle eines plötzlichen Angebotsrückganges von mindestens 7% trat automatisch eine Verbrauchskürzung auf 93% und eine entsprechende Freigabe der Ölreserve in Kraft. Überschritt der Angebotsausfall 12%, so mußte der Ölverbrauch auf 90% und einer entsprechenden Freigabe der Ölreserven

folgen. Wurden die Mitgliedsstaaten unterschiedlich getroffen, so trat dann ebenfalls automatisch ein spezielles Verteilungsverfahren untereinander in Kraft.

Die Zusammensetzung der IEA Mitglieder war aber keineswegs homogen, denn mit Großbritannien und Norwegen waren auch zwei bedeutende Ölproduzenten und -exporteure Mitglieder, genauso wie die Niederlande, die über erhebliche Gasvorkommen verfügen³².

Ideen, die IEA als Gegenspieler zur OPEC aufzubauen, um damit den Weltölmarkt in Form eines bilateralen Monopols zu konstruieren, wie sie vor allem von amerikanischen Energieökonomern gedacht wurden, konnten nicht verwirklicht werden. Zum einen war die Gruppe zu heterogen, zum anderen versuchte jedes Mitgliedsland durch bilaterale Verträge mit den Erdöl-exportierenden Staaten für sich Vorteile herauszuholen.

Im Modell eines bilateralen Monopols bestünde die Möglichkeit für die Verbraucherstaaten durch Mengen- und Importsteuern, durch strategische Forschung und Entwicklung und durch den ökonomischen Einsatz der strategischen Reserven den Ölpreis in ihrem Sinne zu beeinflussen und die Knappheitsrente zumindest anteilig statt allein den Erdöl-exportierenden Staaten, den Erdölimportierenden Staaten zufließen zu lassen. Da zudem die OPEC keineswegs eine homogene Gruppe (man denke an die Unterscheidung zwischen den Low-Absorbern und den High-Absorbern) war, würde sich für die Industrienationen zudem noch die Möglichkeit bieten, die einzelnen Untergruppen gegeneinander auszuspielen. Doch stattdessen wurschtelte jeder der Industriestaaten mehr oder weniger intelligent allein vor sich hin, immer auf eigene kurzfristige vermeintliche Vorteile bedacht.

1.3.5 Die Bestimmungsfaktoren der Ölnachfrage

Die Nachfrage nach Erdöl richtet sich nach der Nachfrage der Erdölprodukte, die ihrerseits wiederum von ihrer Energiedienstleistungen abhängen. So wird Erdöl zur Wärmeproduktion sowohl für industrielle Nutzung als auch im Haushalt benutzt und konkurriert hier mit anderen Energieträgern wie Erdgas, Kohle oder Elektrizität. Das zweite Einsatzgebiet für Erdöl ist der Transport- und Verkehrsbereich. Mit Ausnahme des schienengebundenen Verkehrs ist zur Zeit keinerlei Substitution möglich. Die dritte Einsatzmöglichkeit des Erdöls liegt in der Elektrizitätserzeugung, hier konkurriert es mit allen Energieträgern, von Erdgas, der Kohle, über die Kernenergie und Wasserkraft, bis zum Einsatz alternativer Energien, wie Sonnen- und Windenergie. Das vierte Einsatzgebiet des Erdöls ist die chemische Industrie, die Erdölprodukte (LPGs, Naphta) als Rohstoff einsetzt. Je nach Verwendungszweck des Erdöls bestimmen andere Gründe die Nachfrage und die Nachfrageelastizitäten. Einen Überblick über die Verbrauchszusammensetzung der Rohölprodukte in den OECD Staaten liefert die Abbildung 1.14. Einen sektorellen Zusammenhang liefert die Abbildung 1.15.

³² Der Gaspreis ist an dem Preis für das Erdöl gebunden.

Abbildung 1.14: Verbrauch nach Produkten - OECD-Staaten in Prozent

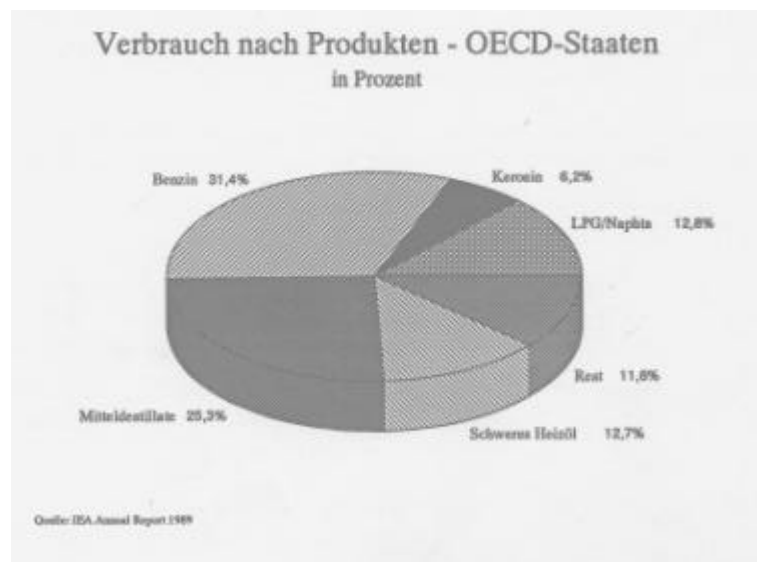
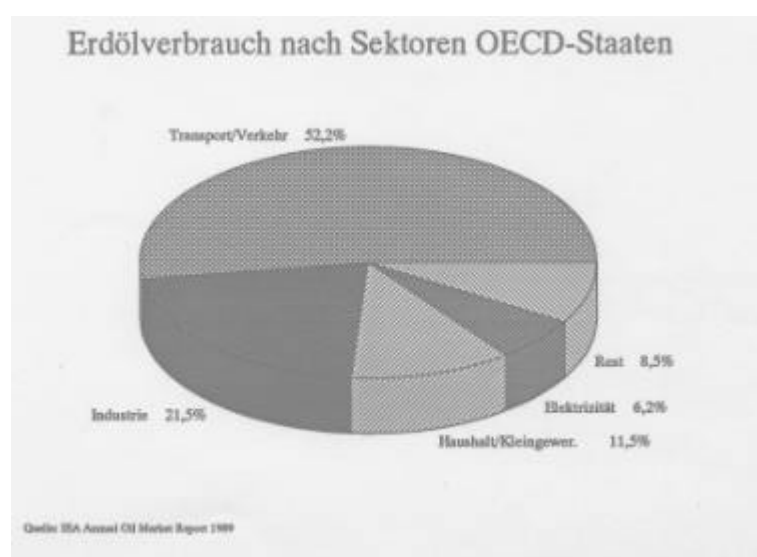


Abbildung 1.15: Erdölverbrauch nach Sektoren OECD-Staaten

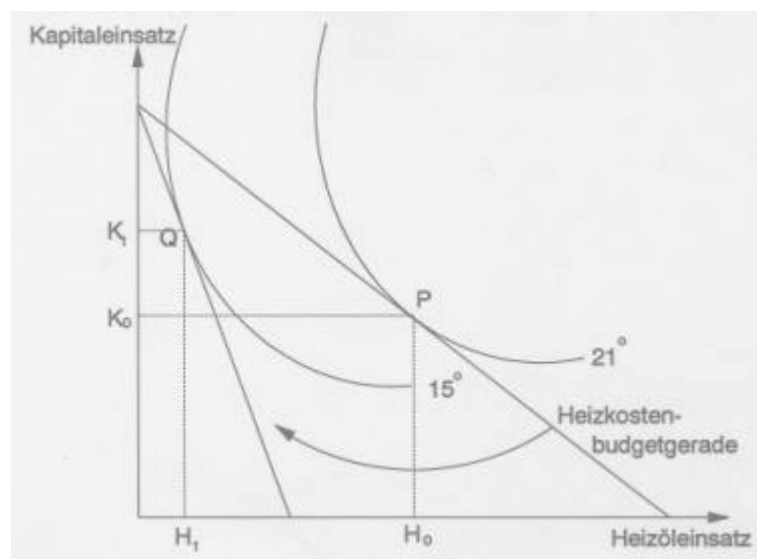


Neben der Möglichkeit der Substitution des Rohöls durch andere Energieträger, besteht die Möglichkeit die Energieeffizienz mittels Kapitaleinsatz zu erhöhen. Ein gut isoliertes Einfamilienhaus mit modernstem Heizkessel benötigt zur Bereitstellung einer bestimmten Raumtemperatur wesentlich weniger Heizöl als ein schlecht isoliertes mit einer alten Heizanlage. Ebenso läßt sich mittels des Einsatzes energiesparender Verbrennungsmotoren der Benzinverbrauch erheblich reduzieren. Die Reaktionen der Verbraucher auf einen Ölpreisschock lassen sich mit der aus der Mikroökonomik bekannten Minimalkostenkombination ableiten.

Angenommen ein Haushalt möchte ein bestimmte Energiedienstleistung, z.B. Raumtemperatur 21° C. Diese Raumtemperatur ist durch den Einsatz von Heizöl und den Einsatz von Kapital (Heizkessel, Wärmedämmung etc.) zu erzielen. Je höher der Kapitaleinsatz, das heißt je neuer der Heizkessel, je besser die Wärmedämmung, desto weniger Heizöl muß eingesetzt werden. Alle Kombinationen von Kapital und Heizöl, die eine Raumtemperatur von 21° C liefern, lassen sich in Form einer "Isograd-Kurve" darstellen. Der Haushalt muß den optimalen Kapital- und Heizöleinsatz so wählen, daß die niedrigste Heizkostenbudgetgerade die 20° C-Isograd

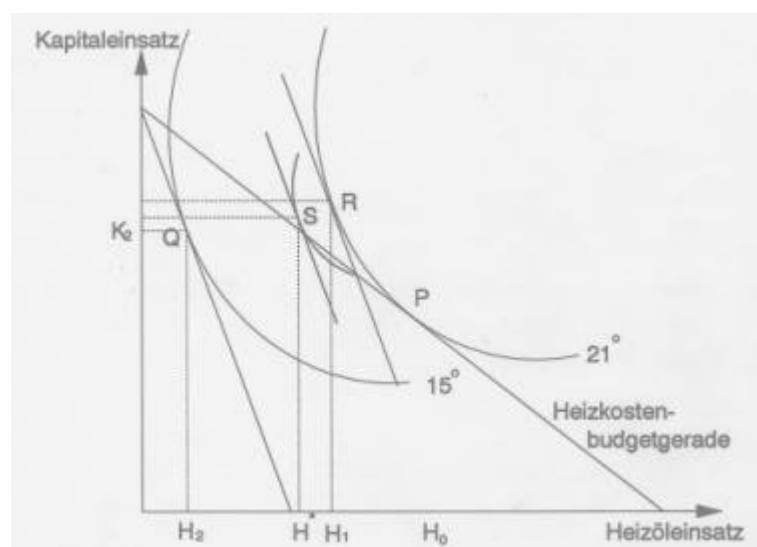
Kurvetangiert. Dies ist in Abbildung 1.16 in Punkt P der Fall. Steigt der Heizölpreis, so dreht sich die Budgetgerade nach innen und tangiert eine neue Isograd-Kurve. Hier die 15° C-Kurve.

Abbildung 1.16: Energieeinsatz bei verschiedenen Energiepreisen I



Es treten die aus der Mikroökonomie bekannten Effekte auf. Zum einen der Substitutionseffekt, d.h. das teuer gewordenen Heizöl wird durch vermehrten Kapitaleinsatz substituiert. Zum anderen der Einkommenseffekt, der unmittelbar durch die Kaufkraftsenkung des Budgets eine verminderte Heizölnachfrage bewirkt, da Energieträger wie das Heizöl typischerweise superiore Güter sind.

Abbildung 1.17: Energieeinsatz bei verschiedenen Energiepreisen II



Die tatsächliche eingesetzte Heizölmenge des Verbrauchers ist jedoch abhängig von seinen Präferenzen. Der Haushalt kann alle Heizöleinsatzmöglichkeiten zwischen H_1 und H_2 wählen. Will er auf der 21° C-Isograd-Kurve bleiben, so muß er das Heizöl durch entsprechend viel Kapital substituieren. Da dafür aber sein Heizbudget nicht ausreicht, muß er dies auf Kosten seines Gesamtbudgets machen. D.h. er muß den Kauf anderer Güter und Dienstleistungen, wie Theaterbesuch, Urlaub, Bierkonsum einschränken. Will er dies nicht tun, so muß er mit der 15°

C-Isograd-Kurve vorlieb nehmen. Dabei ist es sogar möglich, daß dann sein Heizkessel etc. zu groß und somit ineffizient ist, so daß er eigentlich Kapital abbauen müßte. In der Praxis dürfte sich ein Kompromiß zwischen beiden Varianten finden, der eine Erhöhung des Heizbudgets mit einer etwas reduzierten Raumtemperatur (weniger Lüften, nicht alle Räume heizen) vorsieht. Etwa die Kombination S in der Abbildung 1.17.

Da jedoch eine spontane Anpassung des gewünschten Kapitalniveaus nicht möglich ist, kann eine notwendige Substitution erst mittelfristig erfolgen, z.B. wenn der "alte" Heizkessel erneuert werden muß. Kurzfristig wirkt allein, wenn extreme Temperatursenkungen nicht hingenommen werden sollen, der Einkommenseffekt. Durch die unterschiedliche Reaktionsmöglichkeit der Effekte, unterscheiden sich auch die Preis- und Einkommenselastizitäten hinsichtlich ihrer Fristigkeiten.

Unzweifelhaft ist, daß die Preiselastizität der Nachfrage nach Erdölprodukten kurzfristig sehr unelastisch ist. Mittel- und langfristig ist mit zunehmender Elastizität zu rechnen.

Auch das Einkommensniveau, oder für die gesamte Volkswirtschaft das Bruttosozialprodukt, hat Einfluß auf die Nachfrage nach Ölprodukten. Lange Jahre entwickelten sich Bruttosozialprodukt und die Nachfrage nach Erdöl gleichmäßig. Mit dem zweiten Ölpreisschock kam es dann zwar zu einem Auseinanderklaffen von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch. Dennoch lassen sich auch hier die Einkommenselastizitäten schätzen. Wie schon für die Preiselastizität gilt auch für die Einkommenselastizität, daß diese im Zeitablauf elastischer wird³³. Es gibt eine Vielzahl von Elastizitätsschätzungen. Die folgende, die eine Schätzung kurz-, Mittel- und langfristige Ergebnisse für die europäischen OECD-Staaten wiedergibt, ist von Dargay³⁴, und basiert auf den Jahren 1960 bis 1985.

Tabelle 1.6: Gewichtete durchschnittliche Preis- und Einkommenselastizitäten nach verschiedenen Endprodukten. 1960-85

	Preiselastizität			Einkommenselastizität		
	kurzfristig	5 Jahre	langfristig	kurzfristig	5 Jahre	langfristig
Benzin	-0,25	-0,67	-0,91	0,40	0,97	1,26
Diesel	-0,08	-0,13	-0,14	0,88	1,79	1,68
Leichtes Heizöl (Haus-halt, Kleingewerbe)	-0,29	-0,74	-0,96	0,70	1,79	2,20
Leichtes Heizöl (Industrie)	-0,18	-0,49	-0,72	0,95	0,95	0,95
Schweres Heizöl	-0,25	-0,75	-1,66	0,54	0,54	0,54

³³ Preiselastizität der Nachfrage : $\epsilon = \frac{\delta q}{\delta p} \cdot \frac{p}{q}$

Für $\epsilon < -1$ gilt, bei einem Preisanstieg des Erdölproduktes um 1% geht die mengenmäßige Nachfrage um weniger als 1% zurück. Je kleiner $|\epsilon|$ ist, desto unelastischer ist die Nachfrage, d.h. eine Preiserhöhung wirkt sich wenig auf die Nachfrage aus. Ist $\epsilon > -1$ dann bewirkt eine 1%-ige Preiserhöhung einen mengenmäßigen Rückgang der Nachfrage um mehr als 1%.

Einkommenselastizität lautet: $\eta = \frac{\delta q}{\delta B} \cdot \frac{B}{q}$ mit B als Gesamteinkommen. Im Gegensatz zur Preiselastizität ist die-

Einkommenselastizität positiv, da bei steigendem Einkommen die Nachfrage nach Ölprodukten zunimmt. Je größer η , desto größer ist auch die Nachfragesteigerung aufgrund einer Einkommenserhöhung

³⁴ in Bacon et al. (1990)

1.3.6 Die Zeit nach dem ersten Ölpreissprung

Der Ölpreissprung und die Suche der großen Ölgesellschaften nach eigenen Erdölvorkommen setzte in der Zeit nach 1973/74 eine rege Explorationstätigkeit in Gang. Gebiete in denen zwar Ölvorkommen vermutet wurden, die aber bei den Ölpreisen vor dem Herbst 1973 aus Kostengründen uninteressant waren, fanden nun vermehrt stärkeres Interesse. Dies traf vor allem auf die neuen Felder in Alaska, Canada und der Nordsee zu. Diese sind zwar schon vor dem großen Ölpreissprung entdeckt, jedoch noch nicht erschlossen worden. Im Dezember 1967 stieß die Atlantic Richfield (ARCO) zusammen mit der Exxon Tochter Humble erstmals in der Prudhoe Bay, Alaska auf Ölvorkommen. Im gleichen Gebiet erhielt auch die BP Konzessionsrechte, die ebenfalls fündig wurde. Aber erst 1977, nach der Fertigstellung der heftig umstrittenen Trans-Alaska Pipeline zum Hafen von Valdez, konnte mit der Förderung begonnen werden. In der Nordsee stieß die aus Oklahoma stammende Phillips Petroleum im norwegischen Ekofisk-Feld im November 1969 auf Erdöl, ein Jahr später entdeckte die BP das riesige Forties-Feld, 1977 wurde das noch größere Brent-Feld von Shell und Exxon entdeckt. Nordsee-Öl gelangte erstmals 1975 auf den Markt. Aber auch Mexiko wurde wieder als großer Ölexporteur aktiv, nachdem 1972 in der südlichen Provinz Tabasco und im offshore Gebiet Campeche riesige Ölvorkommen entdeckt wurden. 1974 wurden erstmals wieder kleinere Mengen mexikanischen Erdöls exportiert.

Abbildung 1.18: Weltrohölpreise bekannter Ölsorten in US-Dollar je Barrel

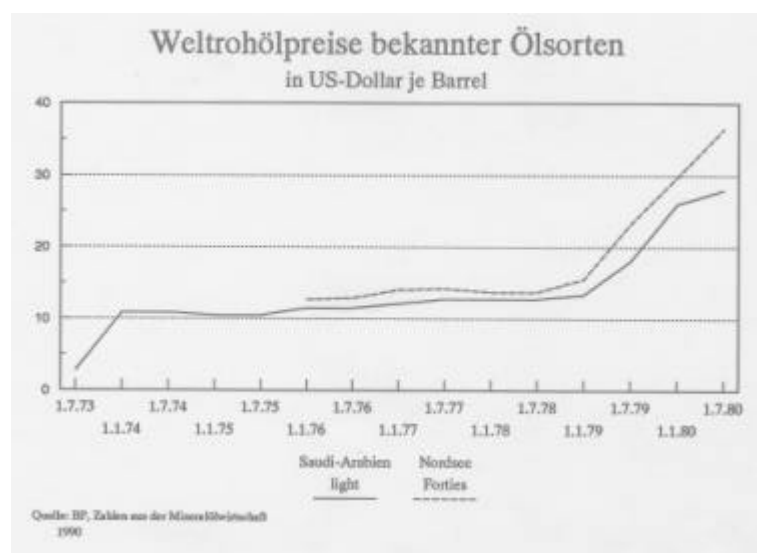


Abbildung 4.19: WeltErdölförderung 1973 bis 1980 in mb/d

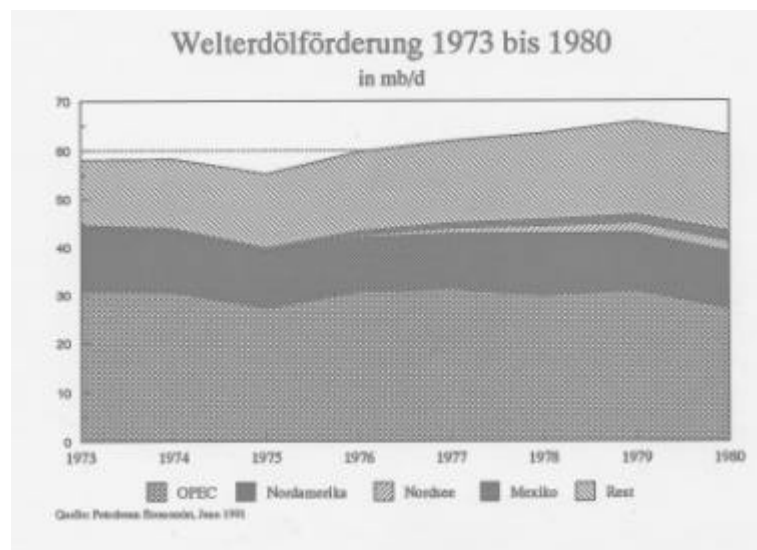


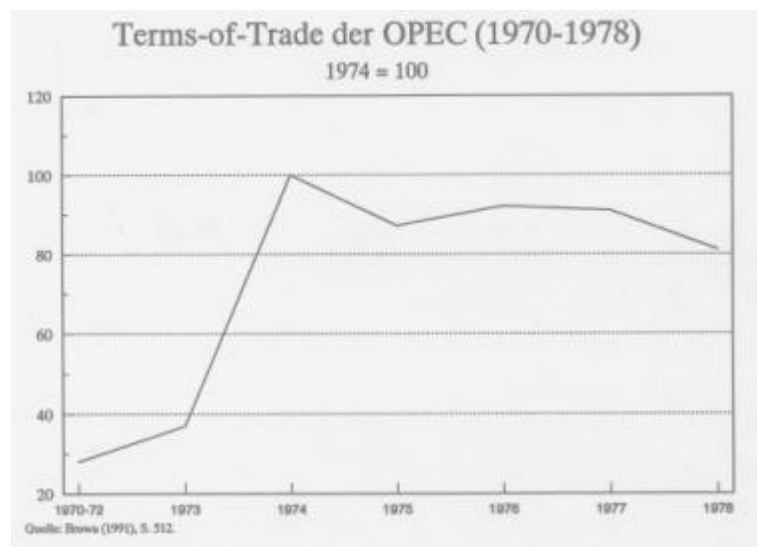
Tabelle 1.7: Welterdölförderung 1973 bis 1980 in mb/d

	OPEC	Nordamerika	Nordsee	Mexiko	Rest
1973	31,0	13,1		0,5	13,5
1974	30,7	12,5		0,7	14,3
1975	27,2	11,7	0,2	0,8	15,3
1976	30,7	11,3	0,5	0,9	16,3
1977	31,3	11,5	1,1	1,1	16,9
1978	29,9	12,9	1,5	1,3	17,8
1979	31,0	12,0	2,0	1,6	19,2
1980	27,0	11,9	2,2	2,1	19,7

Quelle: Petroleum Economist, June 1991

Nach dem ersten Ölpreissprung 1973/74 beruhigte sich der Weltölmarkt. Die Preise stabilisierten sich bei leicht nachgebendem Niveau, die Ölnachfrage ging bedingt durch die wirtschaftliche Rezession und Energiesparmaßnahmen zurück. Die Nachfrage nach OPEC-OI ging bis 1975 um mehr als 10% zurück. Vor allem Saudi-Arabien (-17%), Iran (-11%) und Kuwait (-18%) förderten erheblich weniger. Da zudem die Inflationsraten in den Industriestaaten auf hohem Niveau verharrten, der Dollar gegenüber den wichtigsten Währungen der anderen Industriestaaten weiter an Wert verlor, gingen die realen Einnahmen der OPEC Staaten stark zurück, ihre Terms-of-Trade verschlechterten sich (s. Abbildung 1.20). Mit der 1976 wieder zunehmenden Erdölnachfrage verbesserten sich zwar die Terms-of-Trade, dennoch kam es innerhalb der OPEC in den Jahren 1976/77 zu einem Konflikt über die künftige Preisentwicklung.

Abbildung 1.20: Terms-of-Trade der OPEC (1970-1978) 1974 =100



Die Low-Absorber Staaten, vor allem Saudi-Arabien und die VAE favorisierten einen nominalen Preisstop (was real einer Preissenkung gleichkam). Ihr Interesse war der wirtschaftlichen Lage in den OECD-Staaten nicht weiter zu schaden, da sie Teile ihres Vermögens in ausländische Anlagen angelegt hatten. Zum anderen mußten sie darauf bedacht sein, ihre Erdölreserven auch langfristig zu verkaufen und nicht durch hohe Preise die Suche nach Substitutionsmöglichkeiten zu forcieren.

Auf der anderen Seite standen die High-Absorber Staaten, wie der Iran, der Irak, Algerien und Nigeria (diese Gruppe wurde unterstützt von Libyen, obwohl kein klassischer High-Absorber, Gabun, Ecuador und Qatar) die eine Preiserhöhung um 25% forderten, um die realen Erdölexportverluste durch Inflation und Dollarabwertung zu kompensieren. Als High-Absorberstaaten zeichneten sie sich niedriges Pro-Kopf-Einkommen und großer Investitionsmöglichkeit aus. Auch waren sie mit einer kleinen Pro-Kopf-Ressourcenausstattung ausgestattet, und deshalb nicht an langfristige Wirkungen einer Preiserhöhung interessiert, wie die Low-Absorber Staaten. Zwischen diesen beiden Gruppen standen Kuwait, Indonesien und Venezuela, die eine 10%-ige Preiserhöhung forderten. Besonders Indonesien ist als High-Absorber einzustufen, während Kuwait ein klassischer Low-Absorber ist.

Interessant ist, daß der Irak, obwohl er hier zu den "Hardlinern" zählt, in den Jahren zuvor versuchte durch erhebliche Preisnachlässe sein Öl zu verkaufen, um so seinen Marktanteil zu erhöhen. Auf der am 15. bis 17. Dezember 1976 stattfindenden OPEC-Konferenz konnte man sich auf einen gemeinsamen Preis nicht einigen. Es wurden zwei unterschiedliche Preiserhöhungen festgesetzt (two-tier pricing). Saudi-Arabien und die VAE erhöhten ihre Preise beginnend mit 1977 um 5%, während die übrigen elf OPEC-Staaten ihre Preise ebenfalls mit Jahresbeginn 1977 um 10% erhöhten. Zum Juli 1977 sollte dann nochmals eine allgemeine 5%-ige Preiserhöhung erfolgen. Durch das Preissplitting³⁵ sank die Nachfrage nach Erdöl aus dem Iran, dem Irak und Kuwait, die in Konkurrenz zum nunmehr billigerem saudischen Öl standen. Von Dezember 1976 bis Januar 1977 sank die Tagesförderung dieser Staaten um 4,9 mb/d, vom 4. Quartal 1976 bis zum 1. Quartal 1977 durchschnittlich um 2,4 mb/d.

³⁵ Für sein schweres Erdöl erhöhte Saudi-Arabien sein Preis nur um 3% -3,6%, während der Iran für die gleiche Ölsorte den Preis um 10,2% erhöhte.

Um die geplante Preiserhöhung zum Juli 1977 um 5% zu verhindern, versuchte Saudi-Arabien den Ölhahn aufzudrehen. Seit 1974 war die Produktion der Ararnco auf 8,5 mb/d begrenzt, Ziel der Saudis war es nun, diese Obergrenze auf 10 mb/d zu erhöhen. Aber aufgrund technischer und sonstiger Schwierigkeiten (schlechtes Wetter verhinderte die Tankerbeladung) gelang es der Ararnco die Fördermenge im ersten Halbjahr nur auf 9,2 mb/d zu erhöhen. Doch Dank der nachlassenden Nachfrage (im Herbst 1976 hatten sich die Importeure aus Furcht vor Preiserhöhungen mit Erdöl reichlich eingedeckt), die um 6,5% gegenüber dem Vorquartal zurückging, reichte es, genügend Druck auf den Preis auszuüben. Zudem förderte Saudi-Arabien zeitweise im April über 10 mb/d. Zwar versuchten der Iran und der Irak mit Produktionskürzungen von 6% bis 7% gegenzusteuern, jedoch waren die Auswirkungen kaum spürbar. Daraufhin einigten sich die OPEC-Mitglieder im Juni 1977 die Preise für Erdöl aus Saudi-Arabien und den VAE um 5% zu erhöhen, um somit wieder ein einheitliches Preisniveau herzustellen, während die anderen Staaten auf eine Preiserhöhung verzichteten.

Damit hatte sich Saudi-Arabien als die führende Macht innerhalb der OPEC etabliert.

Aber die Nachfrage nach OPEC-Öl ging vor allem im ersten Halbjahr 1978 stark zurück. Der Grund lag in dem steigenden Angebot von Nicht-OPEC Öl. In Alaska wurde die Trans-Alaska Pipeline 1977 freigegeben, so daß 1978 schon 1,23 mb/d von den Ölfeldern des North-Slopes nach Valdez transportiert werden konnte, und so den amerikanischen Markt beliefern konnte. Die mexikanische Förderung nahm ebenfalls stetig zu und übertraf 1977 erstmals die 1 mb/d Grenze. Und die Fördermenge in der Nordsee nahm um ein Drittel zu. Ferner trugen ein starker Abbau der im Herbst aufgebauten Lagervorräte zum Rückgang der Nachfrage nach OPEC-Erdöl bei. Bestanden 1977 noch 50,49% des Erdöls aus OPEC Feldern, so waren es im Jahresdurchschnitt 1978 nur noch 47,14%. Die durchschnittliche Jahresförderung lag knapp 5% unter der des Jahres 1977.

Die Inflationsrate in den OECD-Staaten lag 1978 bei durchschnittlich 8%, der US-Dollar verlöre gegenüber allen wichtigen Währungen vom Juli 1977 bis zum Jahresende 1978 knapp 20% an Wert. Die Leistungsbilanz der OPEC wies nur noch einen marginalen Überschuss aus (außer den Golfstaaten hatten die übrigen OPEC-Staaten negative Leistungsbilanzsalden). Um die Einnahmen aus dem Erdölexport durch Mengenausweitung zu steigern, reduzierten einzelne Staaten ihre Preise.

Versuche, den Dollar als Verrechnungseinheit im Ölgeschäft durch einen Währungskorb zu ersetzen, scheiterte maßgeblich an dem Widerstand Saudi-Arabiens, das fürchtete, damit den Dollar noch weiter zu schwächen. Trotz dieser auch für die OPEC schlechten Zeit, wurde das im Dezember 1977 beschlossene Einfrieren des OPEC-Richtpreises (sog. price freeze) auf der 51. OPEC Konferenz im Juni 1978 nochmals bestätigt. Dies geschah besonders auf Druck Saudi-Arabiens und des Irans (sic!).

Im Spätsommer / Herbst zog die Ölnachfrage stark an. Die Ölgesellschaften füllten ihre Lager, die sie zu Jahresbeginn so stark abgebaut hatten, zudem erhöhten die IEA-Mitgliedsstaaten ihre strategischen Reserven. Die Nachfrager befürchteten zudem Preissteigerungen, da sich Saudi-Arabien im Herbst gegenüber den "Hardlinern" nachgiebig zeigte. Die OPEC Produktion stieg infolgedessen wieder auf 32 mb/d, 7% mehr als noch im August.

Die wirtschaftliche Situation der OPEC im Jahre 1978:

Seit Dezember 1977 war der Ölpreis eingefroren (price freeze). Die Ölgesellschaften bauten aus Furcht vor steigenden Ölpreisen im vierten Quartal 1977 ihre Lager sehr hoch auf. Während des ersten Quartals 1978 wurde die Lager drastisch abgebaut, was voll zu Lasten der Nachfrage nach OPEC-Öl ging. Die Produktion in den neuen Fördergebieten der Nordsee, Me-

xikos und Alaskas stieg an. Vor allem das Nordsee Öl stand in Konkurrenz zu den leichten afrikanischen Ölen, die deshalb erhebliche Preisnachlässe gewähren mußten. Der US-\$ verlor gegenüber allen anderen Währungen rapide an Wert, was zu einem Kaufkraftverlust für die OPEC führte. Viele OPEC Mitgliedsstaaten wiesen Defizite in ihrer Leistungsbilanz aus.

1.3.7 Der zweite Ölpreissprung: Ursachen und Wirkungen

Im September 1978 kam es im Iran zu inneren Unruhen und Streikmaßnahmen in der Ölindustrie mit dem Ziel das Schah-Regime zu stürzen. Daraufhin fiel die iranische Produktion von 6,1 mb/d im September auf 0,225 mb/d zum Jahresende. Der Erdölexport wurde am 26. Dezember 1978 gänzlich eingestellt.

Dieser Förderausfall wurde zwar durch Produktionssteigerungen seitens Saudi-Arabiens (dass eine Produktion von 7,7 mb/d in den ersten neun Monaten auf 10 mb/d erhöhte) und anderer Staaten weitgehend ausgeglichen, dennoch kam es auf den Ölmarkten zu heftigen Überreaktionen und Spekulationen. Mit der Folge, daß der Rohölpreis auf den Spotmärkten, auf denen zu dieser Zeit nur minimale Mengen gehandelt wurden (maximal 5% der Weltproduktion), um \$ 2,25 über den OPEC-Richtpreis vergleichbarer Ölsorten lag, anstatt den bisher üblichen 10 Cent. Da Saudi-Arabien bereits an der Kapazitätsgrenze förderte und deshalb nicht mehr preisstabilisierend eingreifen konnte, blieben die Preiserwartungen weiter aufwärts gerichtet.

Aufgrund des Camp-David Abkommens, in dem sich Israel und Ägypten unter starker amerikanischer Mitwirkung zu einem Friedensabkommen gelangten, waren die Beziehungen zwischen den Vereinigten Staaten und Saudi-Arabien stark abgekühlt. Saudi-Arabien, mit der amerikanischen Nahost-Politik unzufrieden näherte sich darum, und wohl auch aus Angst vor einem Übergreifen der iranischen Unruhen, wenn es zu amerikafreundlich sei, den arabischen „Hardlinern“ an. Dennoch gelangte die OPEC auf ihrer 52. Konferenz vom 16./17. Dezember 1978 zum folgenden Beschluß:

„The Conference [...] noted with great anxiety the high rate of inflation and dollar depreciation sustained over the last two years, and hence the substantial erosion in the oil revenues of the member countries, and its adverse effect on their economic and social development. However, in order to assist the world economy to grow further, and also in order to support the current efforts towards strengthening the US dollar and arresting the inflationary trends, the Conference has decided to correct only partially the price of oil by an amount of 10 per cent on average over the year 1979.“³⁶

Demnach sollte der Preis vierteljährlich angehoben werden. Der Preis für Arabian Light sollte ab 1. Januar 1979 \$ 13,335; ab 1. April \$ 13,843; ab 1. Juli \$ 14,161 und ab 1. Oktober 1979 \$ 14,542 betragen.

Der OPEC-Beschluß war recht milde, denn zum Zeitpunkt der Beschlußfassung lag der Spotmarktpreis schon über \$ 15 je Barrel. Dennoch wurde er von den Industrienationen, besonders in Hinblick auf die fest vorgegebene vierteljährliche Preiserhöhung, scharf kritisiert.

Als am 26. Dezember der iranische Ölexport vollständig zum Erliegen kam (der iranische Anteil am Welthandel betrug immerhin ca. 15%), die Unruhen noch weiter zunahmen, machte sich bei den Importeuren eine panikartige Stimmung breit, die dazu führte, daß vor allem die großen Ölgesellschaften beschlossen, ihre Verkäufe an Dritte stark zu reduzieren. Diese muß-

³⁶ Zitiert nach Brown (1991), S. 518.

ten sich dann notgedrungen auf den Spotmärkten mit Rohöl eindecken. Was wiederum zu einem Preisauftrieb an den Spotmärkten führte. Zudem waren die Ölvorratslager der Raffinerien und der ölverbrauchenden Industrien und des Ölhandels in Erwartung fallender Ölpreise geleert worden. Aus Furcht vor den nun einsetzenden Preisanstieg wurden diese aufgefüllt, was zusätzlicher Nachfrage führte. Aber auch die privaten Verbraucher begannen Heizöl, vor allem aber Benzin zu horten, wobei so mancher in die Luft ging. Spekulanten, die auf weitere Preissteigerungen setzten, sahen durch spekulative Lagerkäufe ihre Chance fette Gewinne einzufahren. Durch all diese Maßnahmen wurde der schon stark angespannte Markt noch enger und man kann von einem self-fulfilling speculative boom sprechen.

Obwohl auf den Spotmärkten nach wie vor relativ geringe Mengen gehandelt wurden, wenn auch stark zunehmend, wird dem Spotmarktpreis, da er die Funktion eines öffentlichen Ölpreises wahrnimmt, große Bedeutung zugemessen. Ein weit über dem OPEC-Richtpreis liegender Spotmarktpreis zeigt den OPEC-Staaten wie groß ihr Preiserhöhungsspielraum, zumindest in der kurzen Frist, ist. Warum sollte die OPEC den Spekulanten riesige Gewinne zukommen lassen, wenn sie diese selbst gebrauchen kann?

Im Januar 1979 kürzte Saudi-Arabien überraschend seine für das erste Quartal geplante Produktion von 10,4 mb/d auf 9,5 mb/d. Zudem verlangte Saudi-Arabien für die 1 mb/d, die über der "normalen" Fördermenge von 8,5 b/d³⁷ lagen, nicht den Preis für das 1. Quartal, also \$13,335 je Barrel, sondern den Preis des 4. Quartals, nämlich \$ 14,542 je Barrel, da es sich um "vorgezogene" Fördermengen handelte.

Wenn schon die Saudis für ein Teil ihres Öls einen höheren Preis forderten, warum sollten dann nicht andere OPEC Staaten für ihr gesamtes Öl höhere Preise fordern? Infolgedessen setzte eine Reihe von Preiserhöhungen ein, dem sogenannten *leap-frogging*. Dennoch liegt Ende März der Richtpreis für Arabian Light bei \$ 14,55, während hingegen auf den Spotmärkten bereits bis zu \$ 23 je Barrel zu zahlen sind.

Im März stornierte die Exxon sämtliche Lieferungen an Dritte. Besonders hart war davon die BP betroffen, die sich jetzt zu großen Teilen auf den Spotmärkten eindecken mußte, da ihr Hauptlieferant, der Iran ausgefallen war, und mit dessen Öl sie auch Exxon belieferte (Zwar wurde die iranische Lieferung im März wieder aufgenommen, doch zunächst nur recht langsam). Im ersten Quartal 1979 wurden 55% des OPEC-Erdöls zum offiziellen Richtpreis von \$ 13,335 je Barrel, 40% mit einem Aufschlag von ungefähr \$ 1,25 je Barrel (dem Preis des vierten Quartalsentsprechend), während nur 5% des OPEC-Erdöls auf den Spotmärkten gehandelt wurde, auf dem sich aber immer mehr Käufer auftraten, was bei gleichbleibendem Angebot die Preise nach oben treiben ließ.

Als der iranische Ölexport wieder zunahm, sorgten im April Saudi-Arabien mit einer Kürzung um 1 mb/d, der Irak mit einer Kürzung um 0,5 mb/d und Kuwait mit einer Kürzung um 0,4 mb/d für entsprechend Platz. Da der Platz aber größer bemessen war, als der Iran ausfüllen konnte, stieg der Erdölpreis auf den Spotmärkten bis zu \$ 40 je Barrel, im Juni 1979 einigte sich die OPEC auf einen neuen Richtpreis von \$ 18 je Barrel, nachdem Saudi-Arabien drohte höhere Preise mittels Produktionserhöhungen zu verhindern. Dennoch stieg der Richtpreis für ein Barrel Arabian Light bis zum Dezember 1980 auf \$ 32. Für leichtere Ölsorten stieg der Preis gar bis zu \$ 40.

Über das Verhalten Saudi-Arabiens ist viel gerätselt worden. Die saudische Ölpolitik des Jahres 1979 widerspricht der Politik, die es in den Jahren zuvor betrieben hat, wo es immer wieder versuchte, den Erdölpreis niedrig zu halten, um die Industrienationen nicht wirtschaftlich zu

³⁷ dem offiziellen "conservation level".

schaden. Ökonomische Gründe lassen sich für die Produktionskürzungen im Januar nicht finden³⁸, eher liegen sie im politischen.

- i) Saudi-Arabien war über die amerikanische Nahost-Politik verärgert. Der notwendigen Solidarität innerhalb der arabischen Welt konnte sich Saudi-Arabien nicht widersetzen, wollte es nicht die Gefahr einer Isolierung eingehen.³⁹
- ii) Die Entwicklung im Iran zeigte, welche Gefahr auch für Saudi-Arabien drohte, falls die fundamental-islamistisch geprägten Unruhen auch ins eigene Land schwappen sollten. Um darauf bedacht zu sein, die Unruhen vom eigenen Lande fern zuhalten, mußte es eine stärker arabisch orientierte Politik verfolgen.

Fazit: Um innerhalb der arabischen Welt seine Akzeptanz zu erhöhen, mußte Saudi-Arabien entgegen seinen langfristigen ökonomischen Interessen handeln. Der mittel- und langfristige ökonomische Schaden, den die hohen Ölpreise anrichten, wird durch den politischen Gewinn ausgeglichen. Saudi-Arabien konnte aufgrund seiner dominierenden Position und indem es als Swing-Produzent agierte, den gewünschten Preis mittels seiner Förderpolitik garantieren.

Politische Faktoren und kurzfristige Marktüberreaktionen des Jahres 1979;

Politische Unruhen im Iran treiben den Spotmarktpreis nach oben. Das Camp David Abkommen zwischen Ägypten und Israel sorgt für Enttäuschung über die Arabienpolitik der Amerikaner bei den Saudis. Angst vor einem Übergreifen der islamisch-fundamentalistischen Unruhen und die enttäuschende US-Politik treiben Saudi-Arabien zu einer stärker arabisch orientierten Politik. Überreaktionen und spekulative Marktnachfrage treiben die Ölpreise zusätzlich nach oben. Der Spotmarkt übernimmt die dominierende Rolle. Die Kette zwischen Upstream und Downstream ist zum großen Teil gerissen.

Die Reaktionen der Verbraucherstaaten

Die Verbraucherstaaten versuchten den Ölpreissprung durch kooperative Zusammenarbeit innerhalb der IEA zu begegnen. Die IEA Mitgliedsstaaten reagierten auf die Preiserhöhungen mit einer Politik, die zu einem niedrigeren Ölverbrauch führen sollte. Als Ziel wurde im März 1979 beschlossen, den Verbrauch der IEA-Staaten um 5%, bzw. um 2 mb/d zu senken. Dies sollte geschehen durch einer Erhöhung der Energieeffizienz (Entwicklung energiesparender Motoren, bessere Heizkessel, Fernwärmeversorgung etc, wie schon nach 1975!), ferner sollte eine Politik "Weg-vom-Öl" betrieben werden, Öl sollte durch andere Energieträger (Erdgas, Kohle) substituiert werden, die heimischen Energieträger sollten verstärkt genutzt werden. Statt des teuren leichten Erdöls sollte verstärkt das billigere schwerere Erdöl importiert werden, das sich in entsprechend modernen Raffinerien ebenfalls zu leichten Produkten verarbeiten läßt. Auch vergaß man nicht, eine Energiepreispolitik anzunehmen, dort wo sie notwendig sei, um die oben genannten Maßnahmen zu unterstützen.⁴⁰ Ende 1979 wurden nochmals weitere Maßnahmen zur Stabilisierung der Weltölmärkte beschlossen. Ferner einigte man sich für ein Erdölimportmengenziel für 1980 und 1985. Demnach sollten die IEA-Mitglieder 1980 insgesamt 24,1 mb/d und 1985 insgesamt 25,8 mb/d importieren.⁴¹

³⁸ Sieht man von dem Argument ab, daß die Entwicklung einer Alternativtechnologie in den Verbraucherstaaten nicht so erfolgreich war, wie noch in den Jahren zuvor vermutet. Vor allem aber wurde eine Alternativtechnologie wesentlich teurer sein. Die Kernenergie wurde zunehmend kritischer gesehen. So daß Saudi-Arabien nicht unmittelbar mit einer drohenden Entwertung seiner Ölreserven zu rechnen hatte.

³⁹ Das Camp David Abkommen wurde am 26. März 1979 unterzeichnet

⁴⁰ Dies betraf vor allem die Vereinigten Staaten, die auf Erdölprodukte kaum Steuern erhoben.

⁴¹ Vergleich Zielvorgabe und tatsächlicher Import von Japan, der USA und der BRD in mb/d

	1980	1985
--	------	------

Damit einigten sich die wichtigsten Energieverbraucher zum ersten mal auf eine einheitliche mittelfristige Importstrategie. Wenn die Zielsetzung auch nicht sehr weitgehend war, war dennoch ein Anfang gemacht. Auf weitere Maßnahmen jedoch, wie eine Regulierung der Spotmärkte oder das Einsetzen der strategischen (sic!) Reserven, konnte man sich nicht einigen. Mit dem Antritt konservativer Regierungen in den USA und Großbritannien wurde alle Versuche, eine sinnvolle Energiepolitik zu betreiben zu nichte gemacht.

1.4 Umbrüche: Die 80er Jahre

Die Entwicklung im Überblick:

1982	Der Richtpreis für ein Barrel Arabian Light klettert auf US \$ 34
1983	Londoner Konferenz: Die OPEC beschließt erstmals die Einfuhr individueller Produktionsquoten. Saudi-Arabien offiziell Swing Produzent
1984	Dritter Ölpreissprung: Der Ölpreisverfall
1990	Irakischer Überfall auf Kuwait
1991	Golfkrieg

Die Veränderung in der Marktstruktur setzte, wie erwähnt, zu Beginn der Siebziger ein, als die ölproduzierenden Staaten die Souveränität über ihre Ölressourcen erlangten, sei es durch den Aufbau eigener nationaler Ölgesellschaften oder über eine staatliche Agentur. Somit war ein großer Teil im Upstream-Bereich nicht mehr Teil der vertikalen Integration, im Prinzip war damit die deutliche Trennung zwischen den Anbietern der Ressource Erdöl und den Nachfragern, den Ölgesellschaften, gegeben. Dennoch blieben viele Produzentenstaaten den alten Konzessionsgesellschaften weiterhin eng verbunden, so daß die Desintegration sich in den siebziger Jahren nicht weiter auf das Marktgeschehen auswirkte. Die Aktivitäten auf der Downstreamebene waren schon seit Mitte der Siebziger wesentlich weniger konzentriert. Eine Reihe nationaler Gesellschaften trat zusätzlich auf den Markt, es etablierten sich unabhängige Raffinerien und Händler. Diese Struktur führt dazu, da in Zeiten einer Marktengde die Produzentenstaaten über eine stärkere Position verfügen, in Zeiten einer Marktschwäche jedoch die Nachfrager besser dastehen, weil sie durch ihre geringe Bindungskraft sehr schnell zu günstigeren Anbietern wechseln können. Seit der Förderung in Gebieten außerhalb der OPEC (Nordsee, Alaska und Mexiko), nahm gegen Ende der siebziger Jahre auch auf der Angebotsseite die Konkurrenz zu. Diese Zunahme des Wettbewerbs zeigte sich sehr deutlich an der Vertragsstruktur. Es lassen sich fünf Phasen unterscheiden:

1. Phase : 1900 bis 1970 Vollkommen vertikal durchintegrierte multinationale Gesellschaften. Erdöl bleibt fast ausschließlich in der Hand einer Gesellschaft. Zu Berechnung der Royalties und Einkommenssteuer wird ein interner Verrechnungspreis angenommen, der Posted Price.
2. Phase : Anfang der Siebziger Beginn der Partizipation und Nationalisierung. Zwischen den Produzentenstaaten und den alten Konzessionsgesellschaften, aber auch mit einigen Newcomern, werden langfristige Lieferverträge geschlossen. Außerhalb dieser Strukturen wird kaum Erdöl gehandelt.

	geplant	tatsächlich	geplant	tatsächlich
BRD	2,87	2,73	2,83	2,39
USA	8,78	6,74	8,76	5,07
Japan	5,33	4,99	6,2	4,05

3. Phase 1973/74 bis 1979/80 Zunehmender Konkurrenzdruck zunächst im Downstream-, dann auch im Upstreambereich. Überwiegend langfristige Verträge, jedoch gewinnen die Spotmärkte an Bedeutung. Mengenmäßig wurden auf den Spotmärkten weltweit weniger als 5% gehandelt, dennoch waren die Spotmärkte ein Barometer für die Knappheit. Die Spotmärkte dienen dem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage, das nicht durch langfristige Verträge gedeckt war.
4. Phase Mitte der achtziger Jahre Reduktion der langfristigen Verträge zugunsten des Spotmarkthandels. Gehandelte Mengen auf den Spotmärkten liegen bei 30% bis 35%.
5. Phase Späte Achtziger und frühe Neunziger Aufkommen der Zukunftsmärkte (Future Markets). "Nasse Barrels" machen ca. 2% der gehandelten "Papier Barrels" aus.

Neue Vertragstypen zwischen Produzentenstaaten und den multinationalen Ölgesellschaften⁴²

Verträge zwischen den erdölproduzierenden Staaten und den (multinationalen) Ölgesellschaften regeln viele Bereiche eines Ölprojektes, von der Vertragsdauer, der Weiterverarbeitungsverpflichtung, des Produktmarketings, der Ausbildung der Beschäftigten, der Informationsweitergabe, bis zu der Abgaben- und Steuerregelung. Heute lassen sich vornehmlich drei Vertragsformen finden:

Moderne Konzessionen

Die multinationale Ölgesellschaft ist alleiniger oder Mehrheitseigentümer des durchzuführenden Ölprojektes. Sie entscheidet weitestgehend allein über ihre Förderpolitik im Rahmen des Konzessionsvertrages. Das Produzentenland gibt ggf. Rahmenbedingungen und erhebt Royalties und Steuern.

Gebräuchlich in: Großbritannien seit 1985/86

Produktionsverteilungsverträge

Die multinationale Ölgesellschaft führt im Auftrag des Produzentenlandes, i.d.R. vertreten durch die nationale Ölgesellschaft, das Ölprojekt durch, wobei es sämtliche aufzuwendende Kosten trägt. Die Kontrollrechte werden jedoch gemeinsam mit der nationalen Ölgesellschaft ausgeübt. Der Staat bleibt Eigentümer der Ressource Erdöl. Der Anteil, des geförderten Erdöls, das die multinationale Gesellschaft zur Deckung sämtlicher Kosten erhält, wird deshalb auch *Kostenöl* genannt. Der Anteil an der Fördermenge, mit dem die multinationale Gesellschaft entlohnt wird, ist dann das *Gewinnöl*. Die Förderanlagen der multinationalen Gesellschaft gehen i.d.R. zum Vertragsende in den Besitz der nationalen Ölgesellschaft über.

Gebräuchlich in: Indonesien seit 1966.

Dienstleistungsverträge (mit oder ohne Risiko)

Die multinationale Ölgesellschaft übernimmt im Auftrag des Produzentenlandes fest umrissene Aufgaben, wie das Erstellen von Förderanlagen, die Finanzierung des Ölprojektes, die Vermarktung der Produkte usw.. Die Entscheidungsbefugnisse über die Förderpolitik bleibt beim Produzentenstaat. Häufig folgen Dienstleistungsverträge einer vorangegangenen Vertstaatlichung. Von einem Dienstleistungsvertrag mit Risiko spricht man, wenn die multinationale Ölgesellschaft auf eigenes Risiko Explorationstätigkeiten durchführt.

Gebrauchlich in: Arabische Staaten und Venezuela.

⁴² Eine ausführliche Darstellung von Vertragsformen im Rohstoffsektor findet sich bei Meyer (1990), woraus auch der folgende Prinzipal-Agent-Ansatz entnommen ist.

Mit Risiko: Brasilien und Argentinien.

Joint Ventures

Joint Ventures bilden keine eigene Vertragsform. Sie kommen in allen drei Varianten der oben genannten Vertragsformen vor. Besonders verbreitet sind sie bei Produktionsverteilungs- und Dienstleistungsverträgen. Ökonomisch können die Verträge zwischen Erdölproduzierenden Staaten und den multinationalen Ölgesellschaften als **Prinzipal-Agent** Beziehung betrachtet werden.

Das Erdölproduzierende Land, der Prinzipal, im Besitz eines Ölvorkommens beauftragt eine (oder mehrere) multinationale Ölgesellschaft, den (oder die) Agenten, mit der Durchführung eines bestimmten Ölprojektes. Die multinationale Ölgesellschaft übt im Rahmen des Vertrages die Verfügungsgewalt über das Ölprojekt aus, d.h. sie entscheidet, wieviel investiert wird, wie intensiv die Explorationstätigkeiten sind, welche Technologien benutzt werden, wie das Förderungsprofil aussieht usw. Ziel des Agenten und des Prinzipals ist den eigenen Nutzen aus dem Ölvorkommen zu maximieren. Der Prinzipal maximiert den erwarteten Gewinn aus dem Ölprojekt abzüglich des an den Agenten zu zahlenden Betrages. Aufgabe des Prinzipals ist es, den Agenten einen Vertrag anzubieten, der dem Prinzipal den maximalen erwarteten Gewinn liefert.

Der Gewinn aus dem Ölprojekt P ist abhängig von der Politik der multinationalen Ölgesellschaft a und dem Zustand der Welt n : $P=P(a,n)$.

Die Politik der multinationalen Ölgesellschaft ist vom Prinzipal nur unvollkommen beobachtbar (Moral Hazard Problem). Sind die Informationen über den Zustand der Welt für beide gleich, dann spricht man von symmetrischen Informationen, ansonsten von asymmetrischen Informationen⁴⁴.

Das Honorar H , das der Prinzipal dem Agenten zahlt ist abhängig von der Politik a und dem Zustand der Welt n : $H=H(a,n)$. Daraus ergeben sich die folgenden Funktionen über den erwarteten Nutzen aus dem Ölprojekt:

$$\begin{aligned} \text{Nutzenfunktion des Agenten:} & \quad EU=E(U(H(a,n))) \\ \text{Nutzenfunktion des Prinzipals:} & \quad EW=E(W[P(a,n)-H(a,n)]) \end{aligned}$$

Aufgabe des ölproduzierenden Staates ist es nun genau die Vertragsform zu finden, die seinen erwarteten Nutzen EW maximiert. Dabei muß er beachten, daß die multinationale Ölgesellschaft ihre Förderpolitik so wählt, daß sie ihren erwarteten Nutzen EU maximiert. Ferner ist die sogenannte "participation constraint" zu beachten, die angibt, daß eine multinationale Ölgesellschaft überhaupt bereit ist, einen Vertrag zu schließen, d.h. es muß für die multinationale Ölgesellschaft ein Mindestnutzenniveau \bar{U} garantiert sein. Das Maximierungskalkül des ölproduzierenden Staates ist dann gegeben durch:

$$\text{Max}_{H(a,n)} EW[P(a,n) - H(a,n)]$$

unter den Nebenbedingungen:

⁴³ der Zustand der Welt beinhaltet z.B. den Marktpreis, die Extraktionskosten, die Ergiebigkeit des Ölvorkommens, usw.

⁴⁴ In den Beziehungen zwischen Produzentenstaaten und multinationalen Ölgesellschaften kann eher von asymmetrischen Informationen ausgegangen werden, denn die multinationale Ölgesellschaft kennt z.B. die tatsächlichen Extraktionskosten besser als der Staat, der nur zuschauen kann. Um den Informationsmangel abzubauen befürworten die Produzentenstaaten Joint Ventures, die ihnen den Zugang zu den relevanten Informationen eher sichern.

$$E\left(U'(H(a,n)) \cdot \frac{\partial H}{\partial a}\right) = 0$$

$$E(U(H(a,n))) = \bar{U}$$

1.4.1 Die Phase der hohen Ölpreise

Erreichten die Spotmarktpreise für Rohöl zu Jahresbeginn 1980 ihren Höhepunkt, so bröckelten sie im Laufe des Jahres leicht ab. Die Spotmarktpreise bekamen gegen Ende September wieder einen deutlichen Auftrieb, als der Iranisch/Irakische Krieg ausbrach. Innerhalb einiger Tage nach Ausbruch des Krieges sank der Export beider Staaten um insgesamt 4 mb/d. Dennoch machte sich dieser Ausfall nicht entscheidend bemerkbar, denn Saudi-Arabien, Qatar und die VAE erhöhten ihre Produktion um 1 mb/d (Saudi-Arabien lag damit an der Kapazitätsgrenze von 10,3 mb/d), die Fördermengen der übrigen OPEC-Staaten stiegen, wenn auch nur geringfügig. Zudem waren die Vorratslager der Ölverbraucher derart voll, daß für zusätzliche Panikkäufe einfach kein Lagerplatz gab. Schon im November wurden die Exportbeschränkungen wieder zurückgenommen. Zudem ging die Nachfrage nach OPEC-Erdöl weiter zurück. Die Folgen des Irakischen/Iranischen Krieges auf den Weltölmarkt blieb mit Ausnahme kurzfristiger Preissteigerungen auf den Spotmärkten nahezu ohne Auswirkungen. Die OPEC Staaten nutzten die leicht angespannte Situation auf den Spotmärkten, um bis zum Jahr 1982 die offiziellen Preise kontinuierlich zu erhöhen. Der durchschnittliche Ölpreis stieg von \$ 26 je Barrel vom Dezember 1979 auf \$ 36 zu Jahresbeginn 1981. Der Preis für Arabian Light stieg im gleichen Zeitraum von \$ 24 auf \$ 32. Das zeigt, daß nicht nur die Preise anstiegen, sondern daß vor allem die Preise sich weiter differenzierten. Besonders die leichteren Öle verteuerten sich überproportional.

1.4.1.1 Ölerschließung an Wall Street

Bedingt durch die Preisschwankungen des Erdöls, begannen einige Börsenplätze (die New York Mercantile Exchange, NYMEX; die International Petroleum Exchange, IPE in London und die Singapore International Monetary Exchange, SIMEX) in den frühen achtziger Jahren Terminkontrakte für verschiedene Ölprodukte und teilweise auch für Rohöl einzuführen. Wie bei Terminkontrakten üblich handelt es sich um standardisierte Kontrakte, die genau Menge, Qualität, Zeitpunkt und Preis bei Fälligkeit festlegen. Sie sollten den im Ölgeschäft tätigen Akteuren dazu dienen, ihr Preisrisiko einzugrenzen (hedging). Eine Fluggesellschaft, die ihre Flugpreise für den Zeitraum Januar bis Mai konstant halten will, muß sich gegen Kerosinpreisschwankungen absichern. Bestellt die Fluggesellschaft im Januar eine bestimmte Menge Kerosin für Mai, so kann sie sich vor unerwarteten Preiserhöhungen schützen, indem sie ebenfalls im Januar einen Terminkontrakt über die Lieferung der gleichen Menge Kerosin mit Fälligkeit Mai kauft, dieser wird dann durch den Verkauf im Mai wieder glattgestellt.

Beispiel: Spotmarktpreis Kerosin im Januar: 180 US\$/Tonne
Terminkontrakt über Kerosin mit Fälligkeit Mai: 182 US\$/Tonne

Angenommen, der Spotmarktpreis für Kerosin steigt im Mai auf 220 US\$/Tonne. Da die

Fluggesellschaft ihre Flugpreise auf der Basis 180 US\$/Tonne berechnethat, hat sie jetzt einen Verlust von 40 US\$/Tonne.

Hat sie im Januar einen Terminkontrakt gekauft, so kann sie ihn im Mai, vor Fälligkeit wieder verkaufen. Der Preis für diesen Terminkontrakt muß natürlich ebenfalls mit der Kerosinpreissteigerung gestiegen sein (einfache Arbitrage-Überlegungen), z.B. auf 218 US\$/Tonne.

Der Gewinn auf dem Terminkontraktmarkt beläuft sich also auf 36 US\$/Tonne. Der Verlust auf dem Spotmarkt auf die erwähnten 40 US\$/Tonne.

Der Gesamtverlust beläuft sich aber nur auf 4 US\$/Tonne. Das Risiko wurde also eingegrenzt.

Neben den Hedgern agieren auf diesen Märkten für Terminkontrakte, den sogenannten Zukunftsmärkten (Futures Markets), auch Akteure, die nicht an der Eingrenzung von Risiken interessiert sind, sondern an der Wahrnehmung von Gewinnchancen, den Spekulanten (diese sind auch als "Gegenspieler" der Hedger notwendig⁴⁵). Da weder der Handel mit Terminkontrakten noch mit Rohstoffen neu war, zog der Markt für Ölterminkontrakte auch die Investment-Banken und Broker-Firmen an (man spricht auch von den "Wall Street Refiners"). Da die Saudis 1985/86 ihr Rohöl durch Netbackverträge in den Markt drückten, und damit der Produktpreisgestaltung zur Determinante der Rohölpreisbestimmung wurde, bestimmten die Zukunftsmärkte auch den Rohölpreis. Dennoch darf man nicht dem Irrtum erliegen, daß die Erdöl exportierenden Staaten die Kontrolle über die Preisgestaltung endgültig verloren hatten. Zunächst wurde diese Entwicklung bewußt durch die saudische Politik der Marktverteidigungsstrategie vorangetrieben, zum anderen gilt auch für den Ölmarkt, daß das Angebot den Gleichgewichtspreis beeinflusst. Und nicht zuletzt handelt es sich bei Erdöl immer noch um eine begrenzte Ressource, mit den Staaten der Golfregion als größte Reservenbesitzer. Ihre Strategien werden über die weitere Entwicklung entscheiden.

Dadurch, daß sich nun auch die Investment-Banken und Broker-Firmen im Ölbereich tummelten, rückte auch die gesamte Ölindustrie in den Blickpunkt dieser "Wall Street"-Firmen. Und es zeigte sich sehr rasch, daß Ölgesellschaften, die über hohe Reserven verfügten, dank der hohen Ölpreise, fast gänzlich unterbewertet waren. Ölgesellschaften, denen aufgrund der Nationalisierung in den OPEC-Staaten ein Großteil der Reserven entrissen worden war, suchten nun neue Ölvorkommen, indem sie unterbewertete Gesellschaften aufkauften. Superior Oil, die größte amerikanische "Unabhängige", wurde von Mobil übernommen, Getty Oil wurde von Texaco übernommen⁴⁶. Die spektakulärste Übernahme ereignete sich 1983 um die Gulf. Um diese extrem unterbewertete Gesellschaft kämpften die Chevron, die ARCO und die Brokergruppe Kohlberg-Kravis. Die Chevron bekam mit 13,2 Mrd Dollar den Zuschlag für den amerikanischen Teil der Gulf. Den außeramerikanischen Teil hatte sich Kuwait besorgt. Eine der Sieben Schwestern existierte nicht mehr.

1.4.1.2 Der Machtverlust der OPEC: Verschiebungen in den Markt- und Angebotsstrukturen

Die OPEC schien zu Beginn der achtziger Jahre auf dem Höhepunkt ihrer Macht zu sein. Der Richtpreis stieg von \$ 28 im Juli 1980 bis auf \$ 34 im Jahr 1982. Dennoch war es eher eine-

⁴⁵ Eine strikte Trennung zwischen den Hedgern und Spekulanten ist nicht möglich, da auch die Hedger über spekulative Elemente verfügen. Nur die Spekulanten wurden sich fürchterlich Sorgen, wenn plötzlich eine Tankerladung Öl vor ihrer Tür stünde.

⁴⁶ Getty Oil stimmte aber vor der Zusage an die Texaco auch einern Übernahmeangebot der Pennzoil, eine der amerikanischen "Unabhängigen", zu. Die Pennzoil verklagte daraufhin die Texaco auf Schadensersatz. Der Klage wurde 1988 stattgegeben und Texaco mußte der Pennzoil 10 Mrd Dollar Schadensersatz zahlen. Um diese Summe aufzubringen verkaufte die Texaco einige Tankstellennetze in Übersee, darunter auch das Bundesdeutsche, das an den Elektrizitätskonzern RWE (die das Netz unter dem Namen DEA betreibt) ging.

Scheinblüte. Die Nachfrage nach Erdöl, vor allem nach OPEC-Erdöl ging drastisch zurück. 1979 wurden weltweit noch 64,5 mb/d⁴⁷ verbraucht, 1982 nur noch 58,4 mb/d. Betrug die Weltfördermenge⁴⁸ 1979 noch 65,8 mb/d, so sank sie auf 56,6 mb/d in 1982. Der OPEC-Anteil an der Weltfördermenge reduzierte sich im gleichen Zeitraum von 31 mb/d (47,1% der Weltförderung) auf 19,3 mb/d (34,1% der Weltförderung), vgl auch die Abbildungen 1.21 und 1.22. Von den knapp 12 mb/d Nachfragerückgang nach OPEC-Öl, gehen gut 4 mb/d auf Öleinsparungsmaßnahmen und auf die Rezession in den Industriestaaten zurück, gut 3 mb/d sind auf die Angebotserweiterung von Nicht-OPEC Öl zurückzuführen und jeweils nicht ganze 3 mb/d sind auf die Substitution des Erdöls durch andere Energieträger (Erdgas) und auf den Abbau der Lagervorräte der Ölgesellschaften zurückzuführen⁴⁹.

Abbildung 1.21: OPEC und Weltproduktion 1973 bis 1990 in Tausend b/d

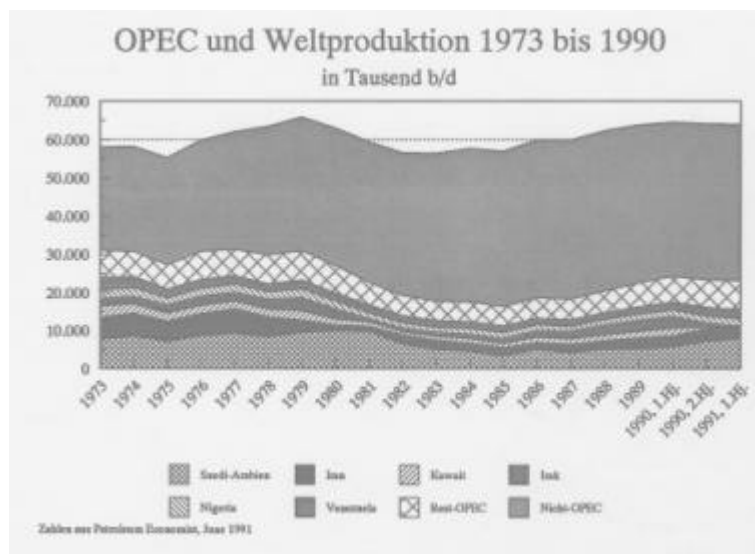
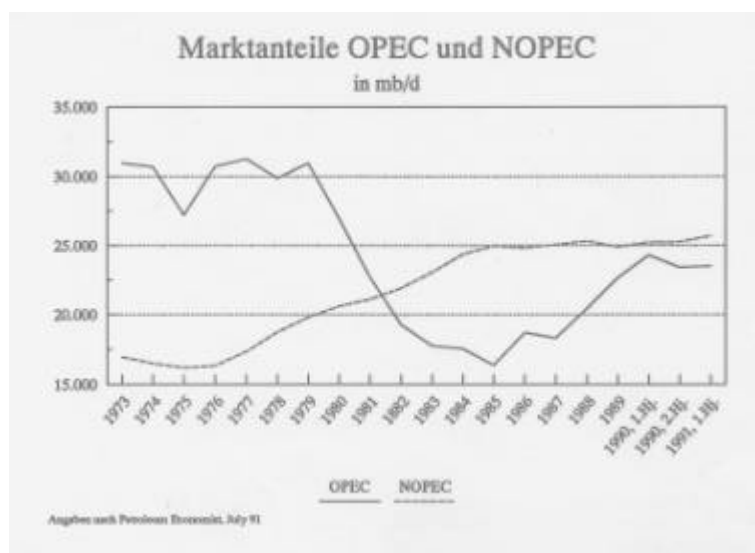


Abbildung 4.22: Marktanteile OPEC und NOPEC in mb/d



⁴⁷ Angaben nach BP Statistical Review of World Energy, June 1990.

⁴⁸ Angaben aus Petroleum Economist, June 1991

⁴⁹ Vgl. Brown (1991), S. 102.

Abbildung 1.23: Leistungsbilanz und Öleinnahmen der OPEC



Tabelle 1.8: Leistungsbilanz mit Öleinnahmen der OPEC in Mrd. US -\$

	Öleinnahmen	Leistungsbilanz
1970	7,53	0,78
1971	11,02	3,51
1972	13,63	4,11
1973	22,81	7,02
1974	89,19	67,00
1975	90,23	31,42
1976	107,52	33,05
1977	122,62	23,85
1978	114,59	1,85
1979	192,51	80,12
1980	274,91	100,31
1981	249,19	52,30
1982	202,78	2,42
1983	157,13	(16,70)
1984	143,66	(3,44)
1985	127,18	7,83
1986	77,31	(19,81)
1987	93,04	(5,08)
1988	86,36	(15,82)
1989		
1990		

Quelle: Brown (1991), S.108.

Während die OPEC bestrebt war den Ölpreis auf dem hohen Niveau zu halten, waren die neuen Förderstaaten, neben Mexiko, Großbritannien, Norwegen, aber auch neue kleinere, wie Ägypten und Oman bestrebt durch attraktive, d.h. niedrigere Preise als die OPEC Preise, Marktanteile zu gewinnen. Die Folge war, daß die Marktpreise bis zu \$ 5 unter denen der OPEC lagen. Es war also offensichtlich, daß bei einem OPEC Richtpreis von \$ 34 pro Barrel Angebot und Nachfrage auseinanderklafften. Damit bot sich für die OPEC zwei Reaktionsmöglichkeiten an:

1. Den Preisrückgang wirksam werden zu lassen.
Die Folgen waren:

- Staaten, mit extrem hohen Förderkosten würden vielleicht in langer Frist vom Markt verschwinden.
- Explorationstätigkeiten würden reduziert werden, damit langfristig geringeres Angebot außerhalb der OPEC.
- Aufgrund gesunkener Preise würde die Nachfrage steigen.

Fazit: Der OPEC Marktanteil würde in mittlerer Frist steigen, und sie somit wieder zur dominierenden Gruppe machen.

2. Das Preisniveau aufrechterhalten indem die OPEC weiterhin ihre Produktion reduziert. Die OPEC mußte als Swing Produzent agieren.
Die Folgen wären:
 - Die OPEC würde weiter Marktanteile verlieren.
 - Die Nicht-OPEC Produzenten würden ihre Ressourcen schneller verbrauchen, langfristig wäre die OPEC wieder der dominierende Anbieter.
 - Gefahr, daß die Einnahmen soweit sinken, daß sie die Absorptionsfähigkeit unterschreiten.
 - Gefahr, daß die Verbraucherstaaten zu schnell alternative Technologien entwickeln, und so die OPEC-Ressourcen abwerten.

Die OPEC wählte die zweite Möglichkeit. Im März 1982 beschloß die OPEC, den Preis auf \$34 je Barrel zu halten, dafür sollte die Fördermenge 18 mb/d nicht überschreiten (1981 lag sie im Schnitt bei 22,7 mb/d und 1971 gar bei 31 mb/d). Jedoch wurden für die einzelnen Mitgliedsstaaten keine individuelle Quoten festgelegt, sondern man einigte sich auf individuelle Produktionsobergrenzen, die jedoch nicht verbindlich waren. Demnach kündigte Saudi-Arabien allein eine Reduktion um 1,5 mb/d an. Nigeria lag mit seiner Produktionsobergrenze unterhalb dessen, was es benötigte, um die laufenden Staatsausgaben finanzieren zu können. Zudem geriet es durch das billigere Nordseeöl, in dessen Konkurrenz das nigerianische Öl stand, zusätzlich unter Druck, mit der Folge, daß sich die nigerianische Produktion im März halbierte. Aufgrund zahlreicher Verhandlungen und mit der Unterstützung der OPEC, die eine Diskriminierung eines Mitgliedslandes nicht zulassen wollte, einigte man sich zwischen Nigeria und den dort fördernden Gesellschaften (die Shell förderte über die Hälfte des nigerianischen Erdöls), die Produktion gegen Ende April auf 9,5 mb/d aufzustocken. Aber auch andere High-Absorber Staaten waren angesichts der sinkenden Exporteinnahmen nur zögernd bereit ihre Produktion zu kürzen. Die Hauptlast der Produktionskürzung fiel deshalb auf Saudi-Arabien, das sich gezwungenermaßen innerhalb der OPEC als Swing-Produzent etablierte.

1.4.1.3 Die Rolle Saudi-Arabiens als Swing Producer

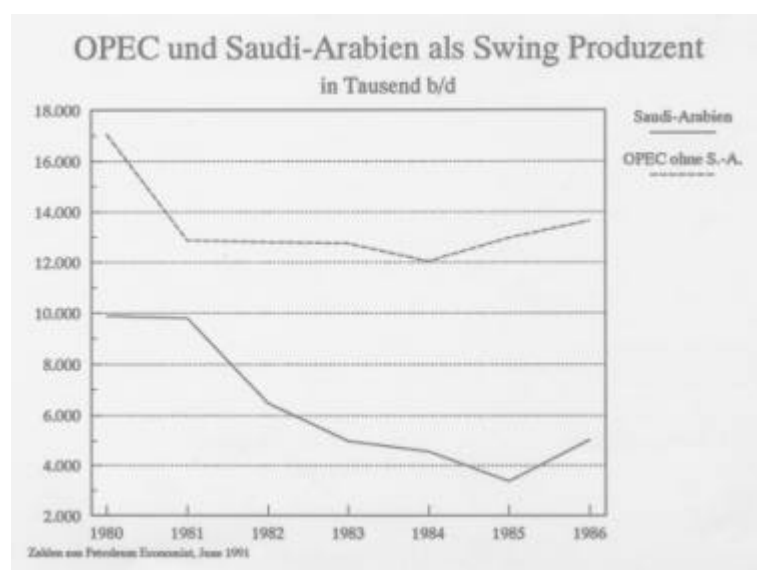
1983 erholte sich in den OECD Staaten die Wirtschaft von den Folgen des zweiten Ölpreissprungs. Das Wirtschaftswachstum in den OECD-Staaten lag bei 2,4%. Dennoch ging im gleichen Jahr der Energieverbrauch um 0,4% und speziell der Ölverbrauch um 1,7% zurück. Die OPEC sah sich infolgedessen gezwungen, die Produktionsmenge weiter zu kürzen, sollte das Preisniveau weiter aufrecht erhalten werden. Auf der Londoner Konferenz vom März 1983 einigte man sich die Gesamt-OPEC Produktion auf maximal 17,5 mb/d bis zum Jahresende festzulegen⁵⁰. Zu diesem Zweck wurde erstmals in der Geschichte der OPEC für jedes Land individuelle Quoten festgesetzt, mit Ausnahme Saudi-Arabiens, „which will act as a swing producer to supply the balancing quantities to meet market requirements“⁵¹. Desweiteren wurde

⁵⁰ Die OPEC Produktion kurz vor der Londoner Konferenz belief sich nur auf 13,4 mb/d. Dies war vor allem auf den rapiden Abbau von Lagerbeständen der Ölgesellschaften in den Industrienationen zurückzuführen.

⁵¹ zitiert nach Brown (1991), S. 618.

der Richtpreis für Arabian Light um \$ 5 auf \$ 29 gesenkt. Die Jahresdurchschnittsförderung erreichte fast die 17,5 mb/d Obergrenze, sie wurde nur knapp überschritten, obwohl Saudi-Arabien nahe an sein maximal zugelassenes Produktionslimit von 5 mb/d förderte. Aber Kuwait und der Irak blieben unter ihrem Förderlimit, während andere Staaten teilweise knapp darüber lagen. Im November 1984 wurden erneut Quotenkürzungen vorgenommen, wobei die Hauptkürzungen von den Low-Absorber Staaten, wie Kuwait, Libyen und die VAE, getragen wurden (zwischen 10% und 14,3%). Auch die maximale Produktionsobergrenze von Saudi-Arabien, das weiter als Swing Produzent agierte, wurde um knapp 13% herabgesetzt. Für den Irak und Nigeria waren keine weiteren Produktionskürzungen vorgesehen, die anderen Staaten mußten ihre Produktion um 4,2% bis 8,6% kürzen. Insgesamt sollte die Produktion auf 16 mb/d begrenzt werden. Die Nicht-OPEC Mitglieder Ägypten und Mexiko versprachen ebenfalls ihre Produktion zu kürzen. Dennoch gelang es nicht den Markt zu stabilisieren. Die Nordsee Ölförderung befand sich zu dieser Zeit mit einer Förderung von 3,5 mb/d auf dem Höhepunkt ihrer Förderung und auch die OPEC überschritt zu Jahresende ihr Produktionslimit um 0,5 bis 0,6 mb/d. Um den Markt zu stabilisieren kürzte Saudi-Arabien seine Fördermengen weiter (siehe Abbildung). Zur Jahresmitte lag die saudische Produktion zeitweise bei nur knapp 2 mb/d. Dies war schon unter dem absoluten Förderminimum, denn ein Ölfeld läßt sich nicht beliebig auf- und zudrehen, sondern eine bestimmte Menge muß naturgemäß gefördert werden, soll das Feld nicht endgültig aufgegeben werden.

Abbildung 1.2.4: OPEC und Saudi-Arabien als Swing Produzent in Tausend b/d



Das Reduzieren der Fördermenge machte sich auch in den Ölexporterlösen, die gut 90% der Gesamtexporterlöse Saudi-Arabiens ausmachen, bemerkbar. Beliefen sich die Exporterlöse im Jahr 1980 noch auf Mrd. \$ 106, 1982 noch auf Mrd. \$ 78, so sanken sie 1984 auf nur noch Mrd.\$ 46. Im Jahre 1985 reichten die Öleinnahmen kaum aus, um laufenden Verpflichtungen nachzukommen. Saudi-Arabien wollte nicht mehr allein die Lasten der Preisstabilisierung tragen und sah sich nicht mehr länger in der Lage die Rolle des Swing-Produzenten weiter zu spielen. Im August 1985 förderte Saudi-Arabien nur noch 2,34 mb/d, während fast alle anderen OPEC-Mitglieder über ihrer erlaubten Quote förderten. Im September erhöhte es die Produktion auf 2,98 mb/d, mit Ausnahme Algeriens und des Irans förderten die anderen z.T. erheblich über ihrer Quote (der Irak übertraf seine Quote um 30%). Im Oktober 1985 erhöhte es die Produktion um 1 mb/d auf 3,91 mb/d, im Dezember lag die Produktion bei 4,68 mb/d und damit

oberhalb der zugelassenen maximalen Produktionsquote. Innerhalb von vier Monaten verdoppelte Saudi-Arabien somit seine Produktion. Um die zusätzliche Produktion auch absetzen zu können, verkaufte Saudi-Arabien über Netback-Verträge. Saudi-Arabien verkaufte sein Öl an die großen Ölgesellschaften, so an die Aramco Partner, verlangte jedoch keinen festen Preis pro barrel. Vielmehr ließ es sich auf Basis der Fertigprodukte bezahlen. Der Produktpreis abzüglich aller Verarbeitungs- und sonstiger Kosten und abzüglich einer den Verarbeitern (Raffinerien) festvorgegebenen Gewinnmarge von US \$ 2. Durch die Anwendung der Netback-Verträge konnte Saudi-Arabien jede beliebige Menge in den Markt drücken. Dank der garantierten Gewinnmarge war es für die Abnehmer ohne Bedeutung, auf welcher Höhe sich der Marktpreis der Endprodukte belief. Mit Einführung der Netback-Verträge war auch der Richtpreis für Arabian Light hinfällig. Andere Exportländer folgten ebenfalls mit Netback-Verträgen.

Dies konnte nicht ohne Auswirkungen auf den Ölpreis bleiben. Lag der offizielle Richtpreis für Arabian Light im November bei \$ 28, der Spotmarktpreis bei \$ 26,86, so fiel der Spotmarktpreis im Jahresdurchschnitt 1986 auf \$ 13. Der Preisverfall für Erdöl senkte die Einnahmen der Erdölexportierenden Staaten erheblich. Wollten oder mußten diese ihr Einkommen weitgehend konstant halten, so mußten sie ihre Produktion weiter erhöhen, was wieder auf den Preis drückte.

Die Strategie Saudi-Arabiens zielte sowohl auf die OPEC-Mitgliedsstaaten, die erheblich über ihrem Produktionslimit lagen, als auch auf die Nicht-OPEC Staaten, um sie dazu zu bewegen, ihre Produktion zu drosseln.

1.4.2 Das Ende der OPEC? : Vom Ölpreisverfall bis zum Golfkrieg

Den Rückgang des Marktanteils an OPEC-Öl von 43% noch im Jahr 1980 auf nurmehr 28,75% im Jahr 1985 veranlaßte die OPEC im Dezember 1985 auf ihrer 76. Konferenz "to secure and defend for OPEC a **fair share** (Hervorgeh. durch den Autor) in the world oil market consistent with the necessary income for member countries' development"⁵². Damit wurde die saudische Politik durch die OPEC bestätigt. Saudi-Arabien mußte seine Erdölausfuhren erhöhen, um seinen Einnahmebedarf zu decken, und vor allem Saudi-Arabien wollte innerhalb der OPEC die dominierende Macht sein, um damit auch wieder auf dem Weltmarkt der dominierende Spieler zu sein, damit es seinen langfristigen Interessen dienen kann. Diese saudische Interessen wurde von allen Low-Absorbern weitgehend geteilt, vor allem Kuwait und die VAE mußten eine ähnliche Politikstrategie verfolgen. Der Iran, Libyen und Algerien setzten sich vehement für Produktionskürzungen ein, um den Preis zu stabilisieren. Libyen und der Iran produzierten daraufhin auch weniger als im Vorjahr (Iran -16,3%). Im ersten Halbjahr 1986 stieg die OPEC Produktion um 2,4 mb/d im Jahresdurchschnitt um 13,5%. Der Marktanteil der OPEC erhöhte sich auf 32,5%. Am stärksten dehnten ihre Fördermengen Saudi-Arabien (+44,5%), Kuwait (+35,9%) und der Irak (+21,2%) aus. In zahlreichen Gesprächen mit Erdölproduzenten außerhalb der OPEC, vor allem mit Mexiko, Großbritannien, Norwegen, aber auch mit Ägypten und dem Oman, wurde versucht, deren Produktion zu reduzieren. Mexiko reduzierte seine Jahresproduktion 1986 gegenüber dem Vorjahr um 9% und Ägypten um fast 8%. Die übrigen Staaten jedoch wollten von Produktionskürzungen nichts wissen. Äußerungen des saudischen Ölministers Yamani im Januar 1986, daß die Ölpreisspirale nach unten solange weiter gedreht werden sollte, bis man sich mit den Nicht-OPEC Staaten, allen voran aber mit Großbritannien, über Produktionskürzungen geeinigt hat, führten zu weiteren Preisrückgängen an den Spotmärkten. Großbritannien spielte eine besonders bedeutende Rolle zu dieser Zeit, da es sich auf dem Höhepunkt seiner Förderung befand, sein Öl zu den leichteren Sorten zählte und in direk-

⁵² zitiert nach Brown (1991), S. 673.

ter Konkurrenz zu den afrikanischen Ölen stand. Das britische Nordseeöl wurde überwiegend auf Spotmärkten gehandelt, so daß sich das britische Nordseeöl, speziell die aus dem Brentölfeld, dessen Öl und damit vergleichbarer Qualitäten 40% des Nordseeöls ausmachten, zum neuen Richtpreis für Erdöl wurde, und so das saudische Arabian Light Mitte der achtziger Jahre ablöste. Die Thatcher-Regierung führte eine strenge anti-interventionistische Politik und lehnte jeden Eingriff in die Förderpolitik der Nordsee tätigen Ölgesellschaften ab.

Bis zum August 1986 fiel der Preis für ein Barrel Brent auf \$ 10. Daraufhin versuchte die OPEC den Erdölpreis zu stabilisieren, indem sie ihre Produktion wieder zu kürzen versuchte. Denn die Erwartungen, daß bei sinkenden Erdölpreisen das Nordseeöl nicht mehr konkurrenzfähig sei, trug. Schätzungen zufolge lagen die Förderkosten für 95% des Nordseeöls unter \$ 5 je Barrel. In den Vereinigten Staaten wirkte sich der niedrige Ölpreis jedoch erheblich negativer aus. Erdöl aus sog. *stripper* Ölquellen das 15% des US-Öls ausmachte, wurden bei \$ 18 gefördert. Auch die Kosten für Alaska-Öl lagen einschließlich Transport zu US-Festland zwischen \$ 11 und \$ 12. Vor allem viele Ölfelder auf dem amerikanischen Festland wurden daraufhin geschlossen, zumal die US-Regierung Unterstützungen, wie in den früheren Jahren strikt ablehnte⁵³.

Mit Beginn des Jahres 1987 versuchte die OPEC durch weitere Produktionskürzungen den Ölpreis weiter zu stabilisieren. Von Dezember 1986 auf Januar 1987 wurde die OPEC Produktion um 1,4 mb/d gekürzt. Allein die VAE und Kuwait förderten weit mehr als ihre Quote zuließ.

Der Spotmarktpreis für Brent stieg daraufhin im Januar 1987 auf über \$ 18 je Barrel, im Jahresdurchschnitt 1987 blieb er bei \$ 18,43 je Barrel, verglichen mit \$ 14,38 im Jahresdurchschnitt 1986.

Aufgrund des milden Winters 1987/88 und der damit geringeren Ölnachfrage, sowie steigendem Angebot an Nicht-OPEC Öl, kam es trotz OPEC Produktionskürzungen zu Jahresbeginn zu einem erneuten Preisrückgang. Dieser wurde im Laufe des Jahres noch dadurch gestützt, daß die OPEC statt ihrer geplanten Produktionsquote von 16,6 mb/d nunmehr 21,3mb/d förderte. Verantwortlich waren vor allem der Irak (70% über Quote), Kuwait (60% über Quote) und die VAE (100% über Quote). Im November 1988 einigte man sich über neue Quoten, nachdem es im August 1988 zwischen dem Iran und dem Irak zu einem Waffenstillstand gekommen war. Für beide Länder wurde daraufhin die Produktionsquote, um damit Wiederaufbaumaßnahmen einleiten zu können, erhöht. Für den Irak um 70%, also genau das, was er ohnehin produzierte, für den Iran um 11%, alle übrigen Staaten erhielten eine 4%-ige Quotenerhöhung. Die OPEC-Quote wurde auf 18,5 mb/d festgesetzt. Im Jahresdurchschnitt 1986 sank der Spotmarktpreis für Brent Öl wieder auf knapp \$ 15.

Durch eine Reihe von Unglücksfällen zu Jahresbeginn 1989 (das Auseinanderbrechen der ExxonValdez in Alaska sorgte für einen kurzen Produktionsstop des Alaska-Öls, in der Nordsee explodierte eine Förderplattform, was für einige Wochen einen Rückgang der britischen Förderung um 25% bewirkte) stieg der Erdölpreis für Brent auf \$ 18,50 je Barrel. Im Jahresdurchschnitt konnte sich der Ölpreis bei \$ 18,20 behaupten. Der OPEC Marktanteil betrug 35,5%.

Fazit:

Obwohl die OPEC versuchte durch Produktionserhöhungen und den dann einsetzenden Preisverfall ihren Marktanteil zu erhöhen, um wieder eine dominierende Position im Weltölmarkt einzunehmen gelang ihr dies bis heute nicht. Der Anteil der OPEC an der Weltförderung liegt nur knapp über einem Drittel (verglichen mit ca. 50% in den siebziger Jahren). Folge der

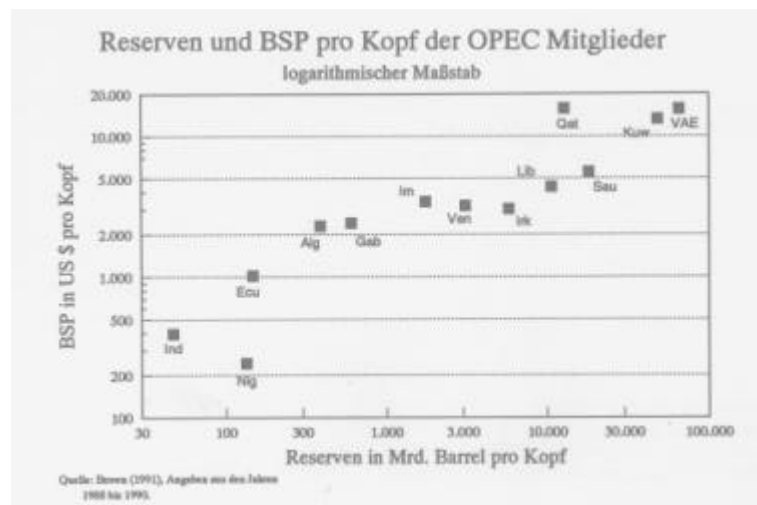
⁵³ Der Ölmarkt war durch die Reagan-Regierung im April 1981 vollständig dereguliert worden, so daß keinerlei preispolitische Maßnahmen seitens der Regierung mehr stattfanden.

OPEC-Strategie, bzw. der sich durchsetzenden Staaten, war ein enormer Preisverfall, der dazu führte, daß das Erdöl real billiger war als nach dem ersten Ölpreissprung. Die OPEC hat seit Mitte der achtziger Jahre ihre dominierende Stellung eingebüßt.

1.4.3 Strategien und Politiken der OPEC – Mitgliedsstaaten

Während der Phase des Preisverfalls zeigte sich sehr deutlich, daß die OPEC ein Zusammenschluß sehr heterogener Staaten ist, die jeweils unterschiedliche Interessen hinsichtlich der optimalen Ölpolitik verfolgen. Die individuelle Ölpolitik wird bestimmt durch ihre wirtschaftliche Situation, ihrer Absorptionsfähigkeit, bzw. Absorptionsnotwendigkeit und der Ressourcenausstattung. Die folgende Abbildung liefert einen Überblick über die Lage der OPEC-Mitglieder.

Abbildung 1.25:Reserven und BSP pro Kopf der OPEC Mitglieder logarithmischer Maßstab



Vereinfacht lassen sich die Erdölexportierenden Staaten in drei Gruppen einteilen:

i. Die High-Absorber als Preismaximierer

- hohe heimische Absorptionsfähigkeit bei geringen Pro-Kopf Reserven.
- hohe Produktion bei niedrigen Reserven (hohes Produktion/Reserveverhältnis).
- kaum Vermögensanlagen in den OECD-Staaten.
- mittlere bis hohe Diskontrate

Ziel: Um ihre knappen Ressourcen zu schonen, müssen sie ihr Erdöl möglichst teuer verkaufen. Die Wirkungen langfristiger höher Preise können diese Staaten vernachlässigen, da ihre Reserven dann bereits erschöpft sind.

OPEC⁵⁴: Indonesien, Nigeria, Ecuador, Algerien und Gabun

ii. Die High-Absorber als Outputmaximierer

- hohe heimische Absorptionsfähigkeit bei großen Pro-Kopf Reserven

⁵⁴ Die hier erfolgte Einteilung beruht nicht auf tatsächlichem Verhalten in der Vergangenheit, sondern entspricht den wirtschaftlichen Verhältnissen

- geringes Produktion/Reserveverhältnis
- teilweise Vermögensanlagen in den OECD Staaten

Ziel: Möglichst die Einnahmen aus dem Erdölexport zu steigern, indem sie ihre Produktion hochfahren.

OPEC: Iran, Venezuela und der Irak

iii. Die Low-Absorber

- geringe heimische Absorptionsfähigkeit bei sehr großen Pro-Kopf Reserven
- sehr niedriges Produktion/Reserveverhältnis
- Vermögensanlagen in den OECD Staaten

Ziel: niedriger und langfristig kalkulierbarer Erdölpreisanstieg, damit
 a) keine Rezession in der Weltwirtschaft auftritt und so die Vermögensanlagen in den Industriestaaten abwertet und
 b) damit auch langfristig noch Erdöl exportiert werden kann, um so zu vermeiden, daß die Industriestaaten durch hohe Erdölpreise Alternativtechnologien entwickeln, die den Absatz von Erdöl unmöglich machen (sog. Backstop-Technologien).

OPEC: Saudi-Arabien, Kuwait, Qatar, die VAE und Libyen

Tabelle 1.9: Relativer Anteil der OPEC-Gruppen an den Ölreserven
(jeweils am Jahresende)

	1960	1970	1980	1990
Output-Max.	36,5%	23,8%	24,6%	32,9%
Price-Max.	6,5%	5,7%	8,4%	5,0%
Low-Absorber	57,1%	70,5%	67,0%	62,1%
OPEC-Reserven in Millionen t	29433	55084	59140	105,100
OPEC-Anteil an den Weltreserven	73,4%	75,7%	68,0%	87,2%

Quelle: BP statistical review of world energy, June 1991 und Das Buch vom Erdöl, Hamburg 1990.

Tabelle 1.10: Reserven-Produktions Verhältnis der OPEC-Gruppen
(jeweils am Jahresende)

	1960	1970	1980	1990 ¹
Output-Max.	43,3	28,4	45,5	92,8
Price-Max.	60,9	21,1	20,6	21,8
Low-Absorber	105,4	98,1	50,4	110,8

¹Verzerrungen wegen der eingestellten Ölproduktion in Kuwait und Irak im Herbst 1990 aufgrund der irakischen Invasion in Kuwait.

Quelle: Data from BP statistical review of world energy, June 1991, and Das Buch vom Erdöl, Hamburg 1990

4.4.4 Die Theorie der Industrieökonomik und der Weltölmarkt

Die Entwicklung des Weltölmarktes während der achtziger Jahre zeigt, daß die Anbieterseite wesentlich heterogener zusammengesetzt ist, als eine Vielzahl bekannter Modelle zuläßt. Der Weltölmarkt muß als ein drei Gruppenspiel betrachtet werden, bestehend aus einer Kartellgruppe, der OPEC (die ihrerseits wiederum heterogen zusammengesetzt ist), einer oligopolistischen Gruppe außerhalb der OPEC und einem Wettbewerbsrand⁵⁵. Die Mitgliedsstaaten der OPEC müssen sich nun ihrerseits in einem Verhandlungsprozess auf eine gemeinsame Produktionspolitik einigen. In einem Verhandlungsspiel müssen die OPEC-Mitgliedsstaaten den Preispfad als auch die individuellen Extraktionspfade derart festlegen, das ein Kollusionsergebnis, bevorzugt auf der Pareto-Optimalen Grenze, erreicht wird. Nimmt die OPEC die Handlungen der Nicht-OPEC Oligopolgruppe und des Wettbewerbsrandes als gegeben, agiert die OPEC als ein Cournot-Spieler, berücksichtigt die OPEC jedoch, daß ihre Politik Einfluß auf die Politiken des Nicht-OPEC Oligopols (die weiterhin Cournot-Spieler sind) und des Wettbewerbsrandes hat, dann agiert die OPEC als ein Stackelberg-Leader.

1.4.3.1 Das OPEC Verhandlungsspiel

Zur Modellierung der OPEC Produktion- und Preisentscheidung als Ergebnis eines Verhandlungsprozesses ist es notwendig sich die in Frage kommenden theoretischen Konzepte anzuschauen. In den **axiomatischen Verhandlungsspielen** wird ein Verhandlungsergebnis abgeleitet, das über wünschenswerte Eigenschaften verfügen soll. Axiomatische Verhandlungsspiele werden häufig auch als **kooperative Spiele** bezeichnet. In den **strategischen Verhandlungsspielen** wird der Verhandlungsprozess als ein nicht-kooperatives Spiel modelliert, wobei ein kooperatives Ergebnis nicht garantiert werden kann.

Obgleich die OPEC aus drei Gruppen besteht, sollen aus Gründen der Veranschaulichung nur zwei Gruppen von OPEC-Mitgliedern angenommen werden. Die ist einmal die Gruppe der High-Absorber (indexiert mit h) und zum anderen die Gruppe der Low-Absorber (indexiert mit l).

Axiomatische Verhandlungsspiele mit festem Drohpunkt

Definition 4.1: Das Paar $T = (H, d)$ ist ein Zwei-Personen Spiel mit festem Drohpunkt, wenn konvex und kompakt, $d \in H$ ist und H mindestens ein Element u enthält, für das $u \gg d$ ist. Die Menge aller Zwei-Personen Verhandlungsspiele mit festem Drohpunkt sei W .

Die Menge H symbolisiert alle Auszahlungspaare, die die Spieler erzielen können, wenn sie kooperieren, und $d = (d_l, d_h)^T$, der Drohpunkt, symbolisiert den Auszahlungsvektor, den die Spieler bei nichtkooperierendem Verhalten erzielen.

Definition 4.2: Die Lösung des Verhandlungsspieles $(H, d) \in W$ ist eine Funktion $f(H, d)$, die dem Spiel $(H, d) \in W$ ein einziges Element aus H zuordnet.

⁵⁵ In einem Simulationsmodell wählen Berger, et.al. (1988) die gleiche Marktstruktur. Bezüglich Optimierungsmodelle liegt eine derartige Struktur meines Wissens noch nicht vor.

In axiomatischen Verhandlungsspielen müssen vorgegebene wünschenswerte Eigenschaften, als Axiome formuliert, erfüllt werden, die dann zu einer Verhandlungslösung führen, die von rationalen Spielern akzeptiert wird⁵⁶. Die „wünschenswerten“ Eigenschaften einer Verhandlungslösung können außerordentlich vielfältig sein und werden keineswegs in den folgenden Lösungskonzepten alle erfüllbar sein.

Axiom 1: Unabhängigkeit von positiver affiner Nutzentransformation

Es sei $a_i \in \mathbb{R}^+$ und $b_i \in \mathbb{R}$ mit $i=1,h$ und $(H,d), (H',d') \in W$. Dann ist

$$f_i(H', d') = a_i f_i(H, d) + b_i, \quad i=1,h \text{ mit } d'_i = a_i d_i + b_i \text{ und}$$

$$H' = \{x \in \mathbb{R}^2 \mid x_i = a_i y_i + b_i, \quad i=1,h; y \in H\}$$

Das Axiom besagt, daß das Verhandlungsergebnis unabhängig von einer positiven affinen Transformation der Nutzenfunktion zu sein hat. b bedeutet eine Verschiebung des Nullpunktes im Koordinatensystem und a eine Änderung der Skalierung in der der Nutzen gemessen wird. Man kann folglich eine positive affine Transformation vornehmen und erhält eine neue Nutzenfunktion $V_i = a_i U_i + b_i$, die die selben Präferenzreihenfolge widerspiegelt, wie die ursprüngliche Nutzenfunktion (U_i). Das Axiom besagt dann, daß die Verhandlungslösung f auch dann die Lösung ist, wenn sich die Nutzenfunktion von U_i zu V_i verändert.

Axiom 2: Symmetrie

Ist $(h,d) \in W$ ein symmetrisches Verhandlungsspiel, dann ist $f_h(H,d) = f_1(H,d)$.

Ein Verhandlungsspiel ist symmetrisch, wenn $d = (x_1, x_2)$ und $f = (x_2, x_1)$. Das Axiom 2 besagt, wenn das Spiel (f, d) symmetrisch ist, dann darf kein Spieler hinsichtlich der Lösung $f(H, d)$ bevorzugt werden.

Axiom 3: Unabhängigkeit von irrelevanten Alternativen

Sei $(H, d), (K, d) \in W, H \subset K$ und $f(K, d) \in H$, dann ist $f(H, d) = f(K, d)$.

Angenommen das Verhandlungsspiel wird von den Spielern als das Spiel (K, d) wahrgenommen. Sie einigen sich auf die Lösung $f(K, d)$ etwaige alternative Lösungen stehen nicht zur Verfügung. Plötzlich stellen die Spieler fest, das tatsächliche Spiel lautet (H, d) . Solange die Lösungsfunktion $f(K, d)$ zur Verfügung steht, soll sie auch für das neue Spiel (H, d) akzeptiert werden. Im größeren Spiel (K, d) ist die Lösung $f(K, d)$, die aber innerhalb der erreichbaren Lösungsmenge H liegt. Das kleinere Spiel (H, d) erhält man durch das Entfernen eines Teils der erreichbaren Menge des Spiels (K, d) . Wurde die Lösung $f(K, d)$ im Spiel (K, d) bevorzugt, dann muß sie auch im Spiel (H, d) bevorzugt werden, es gibt dazu keine Alternative. Das Axiom 3 besagt also, daß die Lösung des Verhandlungsspieles allein vom Drohpunkt d und vom Verhandlungsergebnis selbst abhängig ist.

Axiom 4; Pareto-Optimalität

Sei $f(H, d)$ Lösung des Verhandlungsspieles (H, d) , so existiert kein $x \neq f(H, d)$ in H für das $x_i \geq f_i(H, d), i=1,h$ ist.

Axiom 5; Teilbarkeit

⁵⁶ Die folgenden Formulierungen über die Axiome folgt den Ausführungen von Roth (1979), Friedman (1986) und Holler/illing (1991), die sich ihrerseits auf Roth (1979) beziehen.

Sei $(H, d), (L, d) \in W$, $L \subset H$, dann ist eine Lösung f teilbar, wenn $f(H, d) = f(L, d)$ ist, mit (H, d) als Verhandlungsspiel, dessen Drohpunkt das Ergebnis des Spieles (L, d) ist.

Axiom 6: Monotonie

Sei $(H, d), (M, d) \in W$, $H \subset M$, dann ist $f_i(M, d) \geq f_i(H, d)$, $i = 1, \dots, n$.

Monotonie bedeutet, daß in einem größeren Spiel (M, d) das Verhandlungsergebnis keinen Spieler schlechter stellen als das Verhandlungsergebnis im ursprünglich kleineren Spiel (H, d) .

Axiom 7: Individuelle Monotonie

Sei $(H, d), (M, d) \in W$, $H \subset M$ und $I_i(H, d) = I_i(M, d)$, dann gilt für den Spieler $i \neq j$: $f_j(M, d) \geq f_j(H, d)$.

$I_i(\bullet)$ geben die maximal möglichen Auszahlungen des i -ten Spielers in den jeweiligen Spielen wieder. $(I_1(H, d), \dots, I_n(H, d))$ wird (H, d) **Idealpunkt** genannt.

Axiom 8: Beschränkte Monotonie

Sei $(H, d), (M, d) \in W$, $H \subset M$ und $I(H, d) = I(M, d)$, dann gilt für alle Spieler i : $f_i(M, d) \geq f_i(H, d)$.

Man beachte, daß das Axiom 8 eine schwächere Bedingung ausdrückt als das Axiom 7.

Axiomatische Lösungskonzepte:

Die Nash-Lösung

Theorem 1: (Nash-Theorem) Ein Verhandlungsspiel $(H, d) \in W$ verfügt über eine einzige Lösung, Nash-Lösung genannt, wenn die Axiome 1 bis 4 erfüllt sind. Die Lösung $f_N \in F(H, d)$ genügt den Axiomen I bis 4 dann und nur dann, wenn $U; -d; >_N(U - d) \cap \bigcap_{i \in V} \{u \in E(H, d) \mid u_i \geq d_i\}$.

Beweis: Siehe Roth (1979), S. 8ff oder Friedman (1986), S. 157ff.

Anmerkung: Das Axiom 4 (Pareto-Optimalität) ist zur Bestimmung der Nash-Lösung nicht erforderlich. Die folgende Anforderung an eine Lösung (Axiom 9) zusammen mit den Axiomen 1 bis 3 liefert ebenfalls die (Pareto-Optimale) Nash-Lösung:

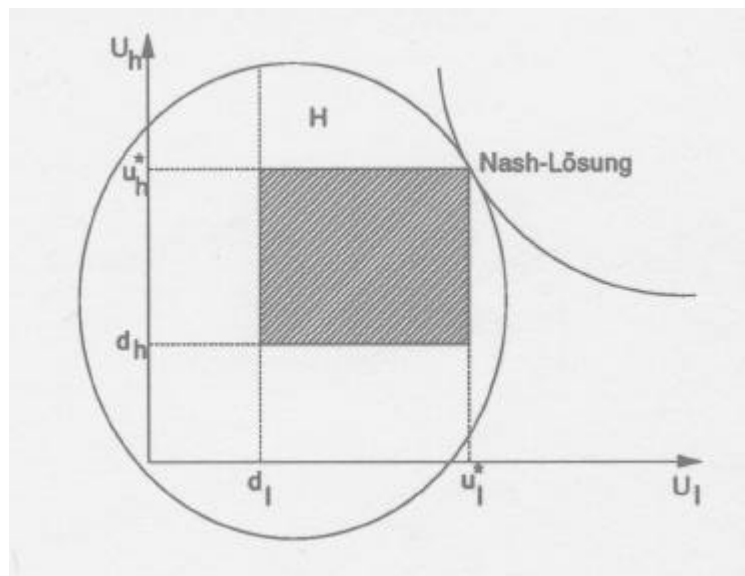
Axiom 9: Individuelle Rationalität

$f(H, d) \in F(H, d) \cap \bigcap_{i \in V} \{u \in E(H, d) \mid u_i \geq d_i\}$

Theorem 2: (Roth) Es gibt genau zwei Lösungen im Verhandlungsspiel $(H, d) \in W$, die den Axiomen I bis 3 und 9 genügen. Die Eine Lösung ist die Nash-Lösung f_N , die andere Lösung ist die Nichteinigungslösung d .

Beweis: Siehe Roth (1979), S. 14f.

Abbildung 1.26 Kooperative Nash-Lösung



1. Bestimmung des Drohpunktes:

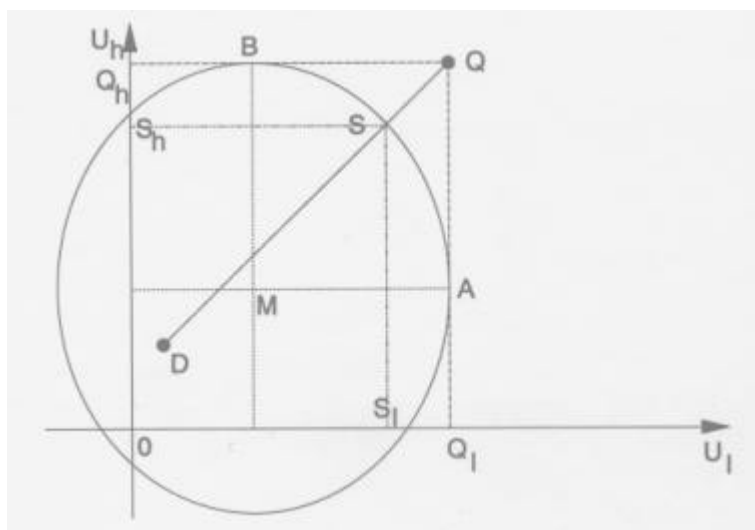
Die Lage des Drohpunktes ergibt sich aus der Lösung eines nicht-kooperativen dynamischen Spieles. Die Lösung des nicht-kooperativen Spieles ist jedoch abhängig von dem gewählten Lösungskonzept, also Nash, Stackelberg oder ein anderes.

Zur Vermeidung von Problemen bezüglich der zeitlichen Inkonsistenz einer optimalen Lösung, wie sie bei Stackelberg auftauchen können, wird hier unterstellt, daß jede der beiden OPEC-Gruppen als Cournot-Spieler auf dem Weltölmarkt agieren. Das jeweilige Nutzenniveau, das beide Gruppen in diesem Spiel erreichen, bestimmt dann die Lage des Drohpunktes. Desweiteren sei vereinfachend angenommen, der Angebotspfad aller Nicht-OPEC Anbieter ist gegeben⁵⁷.

⁵⁷ Damit wird die NOPEC-Oligopolgruppe zu den Wettbewerbsanbietern gerechnet. Würde dies nicht gemacht, ergebe sich die Lösung eines nicht-kooperativen Spieles als Nash-Cournot Lösung mit den beiden OPEC-Oligopolisten jedoch zum Wettbewerbsrand gezählt, ergibt sich die Bestimmung des Drohpunktes als ein dynamisches nicht-kooperatives Duopolspiel mit Wettbewerbsrand.

Die Kalai-Smorodinsky Lösung

Abbildung 1.27: Kalai-Smorodinsky Lösung



Die OPEC besteht aus nur zwei Gruppen, den High-Absorbern (sowohl als Output-Maximierer als auch als Preis-Maximierer) und den Low-Absorbern, die jeweils ihren Gruppennutzen maximieren wollen. Der Nutzen ergibt sich aus dem abdiskontierten Nutzenstrom aus der Ressource Erdöl. Der jeweilige Nutzen ist auf den Achsen abgetragen. Der Menge H gibt all die Nutzenniveaus an, die die Gruppen erreichen können. Die Grenze ist die Nutzenmöglichkeitsgrenze. Der Punkt 0 symbolisiert den Nutzen, den beide Gruppen erlangen, wenn sie sich nicht einigen, sondern ein nichtkooperatives Nash Spiel spielen. Beide Gruppen verfügen über Verhandlungsmacht z.B. in Form von niedrigen Extraktionskosten, Reserven, ungenutzte Produktionskapazitäten, aber auch Verhandlungsmacht in nicht ökonomischer Form wie militärische Bedrohung, islamische Solidarität etc. Die jeweilige Verhandlungsmacht beider Gruppen ist durch den Punkt D symbolisiert, je weiter der Punkt vom Ursprung entfernt liegt, desto größer ist die Verhandlungsposition dieser Gruppe. Dieser Punkt wird in der Theorie der kooperativen Spiele als Drohpunkt, *threat point*, bezeichnet⁵⁸. Jede der beiden Gruppen möchte als Verhandlungsergebnis ihren maximalen Nutzen erreichen, für die Low-Absorber wäre dies das Nutzenniveau u_l , für die High-Absorber das Nutzenniveau u_h . Der Punkt $U=(u_l, u_h)$ außerhalb der Nutzenmöglichkeitsgrenze liegt, ist der sogenannte Idealpunkt, *ideal point*. Die Verbindungslinie zwischen dem Drohpunkt und dem Idealpunkt schneidet die Nutzenmöglichkeitsgrenze im Punkt S . Die zu den Nutzenniveaus S_l und S_h gehörigen Förderpolitiken geben dann eine paretooptimale Kartellpolitik wieder.

Für das OPEC-"Kartell" bleibt immer noch die Frage nach der Stabilität des Kartells zu klären. Bei der Kartellstabilität wird nach interner und externer Stabilität unterschieden.

- **interne Kartellstabilität** Kein OPEC Mitglied kann sein Nutzenniveau erhöhen, wenn es zu der NOPEC Gruppe wechselt.

⁵⁸ Abweichend von der Literatur der kooperativen Spiele gibt der threat point nicht den Nutzen wieder, den die Gruppen erhalten, wenn sie sich nicht einigen können. Er ist hier ein Gewichtungsfaktor der Verhandlungsstärke. Seine Position wird auch durch eine Reihe nicht-ökonomischer Faktoren beeinflusst.

- **externe Kartellstabilität** Kein Mitglied der NOPEC Gruppe kann seinen Nutzen verbessern, wenn es sich der OPEC anschließt.

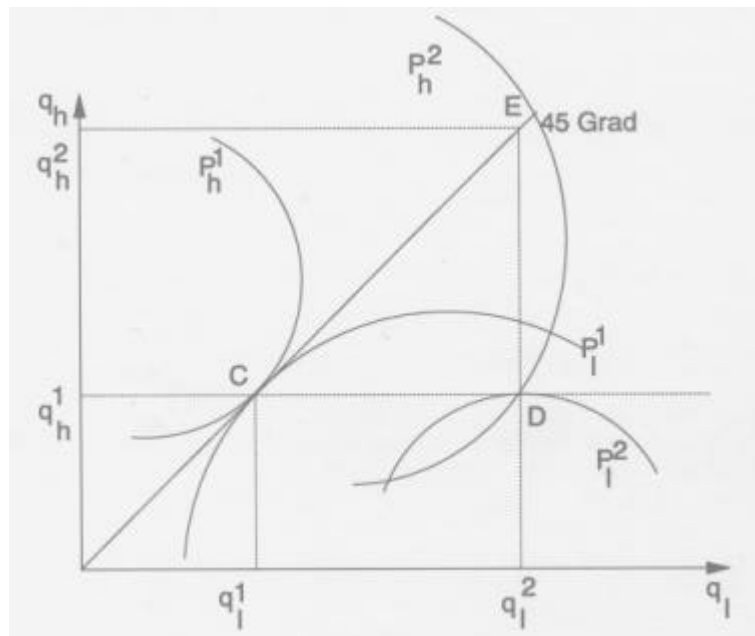
1.4.3.2 Kollusionsmodelle und der Weltölmarkt

Bei der Entscheidung, ob ein Spieler vom Kollusionsergebnis abweichen soll, muß er den Gegenwartswert des Nutzenstromes, den er bei aufrechterhalten des Kollusionspreispfades $p^*(t)$ erhält, mit dem Gegenwartswert des Nutzenstromes, wenn er abweicht. Um das Abweichen eines Kartellmitgliedes von dem Kollusionsergebnis zu verhindern, sind eine Reihe von "Bestrafungsregeln" entwickelt worden. Zwei dieser Regeln seien vorgestellt und sollen im folgenden näher betrachtet werden.

Die Market Share Maintenance Regel

Die market share maintenance Regel besagt, weicht eine Gruppe vom Kollusionsoutput ab, dann soll die andere Gruppe in gleicher Weise reagieren, bis der Marktanteil beider Gruppen wieder so ist, wie er bei der Kollusionslösung war. Die Befolgung dieser Regel liefert bei der Annahme symmetrischer Staaten eine glaubwürdige Strategie zur Vermeidung von Betrügereien. Die Argumentation läßt sich an der folgenden stark vereinfachenden Abbildung zeigen:

Abbildung 1.28: Die Market Share Maintenance Regel bei symmetrischen Staatengruppen



Es werden zwei symmetrische OPEC-Gruppen betrachtet, die loyale OPEC-Gruppe und die illoyale OPEC-Gruppe, vom Oligopol außerhalb der OPEC und vom Wettbewerbsrand wird abgesehen. Als Ausgangspunkt wird eine Situation angenommen, in der sich beide Gruppen kooperativ verhalten und nur soviel produzieren, das der gemeinsame Gewinn maximal wird. Da beide Gruppen identisch sind, teilen sie sich den Markt, jede Gruppe bietet die Kollusionsproduktion q^1 an, beide Gruppen erhalten somit den gleichen Kollusionsgewinn P^1 , wieder gegeben durch die jeweiligen Isogewinnlinien (wobei das Subskript 1 für die loyale OPEC-Gruppe und i für die illoyale OPEC-Gruppe steht).

Die Isogewinnlinien sind konkav zu den zugehörigen Achsen eingezeichnet. Weiter innen liegende Isogewinnlinien bedeuten höhere Gewinne als weiter außen liegende. Erhöht nun die

Die eingezeichneten Kurven sind die Iso-Gewinnlinien für jede der Gruppen, gegeben Produktion der jeweils anderen Gruppe. Der gemeinsame Gewinn wird an der Stelle maximal an der sich die Iso-Gewinnlinien tangieren. Angenommen, die beiden OPEC-Gruppen haben sich auf eine Kollusionslösung im Punkt A geeinigt, mit der Produktionsmenge q_h^* für die high-absorber Gruppe und der Produktionsmenge q_l^* für die low-absorber Gruppe. Die Gewinnlinien weisen für jede der Gruppen eine unterschiedliche Krümmung auf. Die low-absorber Gruppe, mit den niedrigeren Extraktionskosten, der niedrigeren Diskontrate und größeren Reserven habe weniger stark gekrümmte Iso-Gewinnlinien als die high-absorber Staaten. Die Geraden R_h bzw. R_l sind die Gewinn maximalen Reaktionsfunktionen der high-absorber, bzw. der low-absorber Gruppe. Weicht nun eine der Gruppen von der Kollusionslösung ab, aber nur soweit, daß die neue Outputmenge innerhalb der Ellipse bleibt, die alle Lösungen wiedergibt, in denen sich beide Gruppen besser stellen als in einem nicht-kooperativen Nash-Cournot Gleichgewicht, so ist die market share maintenance Regel glaubwürdig. Aber erhöht die low-absorber Gruppe ihre Produktion bis zum Punkt B, welches die beste Reaktion ist bei gegebener Produktion in Höhe von q_h^* so müßte die high-absorber Gruppe ihrerseits die Produktion erhöhen, bis der alte Marktanteil in Punkt C erreicht würde. Da die high-absorber Gruppe im Punkt C aber schlechter gestellt ist, als im Punkt B, ist die market share maintenance rule nicht glaubwürdig. Es ist eher wahrscheinlich, daß die high-absorber Gruppe die Produktion bis zum Punkt D erhöht, was ihrerseits die beste Reaktion auf die neue Produktionsmenge der low-absorber Staaten ist. In einem iterativen Prozess gegenseitiger Reaktionen, wird schließlich das Nash-Cournot Gleichgewicht im Punkt N erreicht. Die Kollusion ist zusammengebrochen.

Trigger Price Strategien

Im obigen Abschnitt wurde unterstellt, daß die Handlungen der Marktteilnehmer beobachtbar sind. Dies ist, bezogen auf den Weltölmarkt eine sehr starke Annahme. Gesetzt den Fall, die OPEC hat die optimale Kartellproduktion q_t^* festgelegt. Bei gegebenem Angebot der Nicht-OPEC Produzenten resultiert daraus der zugehörige Marktpreis p_t^* . Wird jedoch ein Marktpreis $p_t < p_t^*$ festgestellt, so kann es nur zwei Gründe geben, die dafür verantwortlich sind (außer die OPEC hat sich verrechnet):

- i) Unvorhergesehene Nachfrageschwankungen (Wetter, Reiseverhalten etc.)
- ii) Mindestens ein OPEC-Mitglied hat seine Quote verletzt⁵⁹

Wird statt des erwarteten Marktpreises p_t^* ein Marktpreis $p_t \leq \tilde{p}_t$, festgestellt, unabhängig welche der beiden möglichen Ursachen ausschlaggebend war, erfolgt automatisch ein Sanktionsmechanismus. Der Preis \tilde{p}_t , der diesen Mechanismus auslöst, wird als Trigger⁶⁰ Price bezeichnet. Strategien, die ein Abweichen eines Spielers vom Kollusionsergebnis derart bestrafen, daß der erzielbare Mehrgewinn in einer Periode durch die Vergeltungsstrategien der übrigen Spieler in den Folgeperioden mehr als überkompensiert wird, bezeichnet man als Trigger Price Strategien. Im Gegensatz zu der mehr statischen Betrachtungsweise der Marketshare Maintenance Regel, wird hier explizit der dynamischen Situation Rechnung getragen.

Die Strategic *ernes fair share* zwischen der OPEC und der NOPEC

⁵⁹ Als rationale nicht-kooperative Cournot-Spieler kann die Oligopolgruppe außerhalb der OPEC nicht der Verursacher sein, sie kann aber nach Eintreten des Preisverfalls diesen durch ihre Reaktion verstärken

⁶⁰ trigger (engl.): auslösen

Wie im Abschnitt 1.4.2 erwähnt, verfolgte die OPEC seit Mitte der Achtziger eine Politik des *fair share*, die OPEC wollte wieder einen höheren Marktanteil einnehmen, den sie verloren hatte, weil Staaten außerhalb der OPEC ihre Produktion erhöhten. Die OPEC reduzierte ihre Fördermenge um den Preis hochzuhalten, das Oligopol außerhalb der OPEC nutzte dies zum *free riding*. Der Marktanteil der OPEC ging zurück. Um den alten Marktanteil wiederzuerlangen muß die OPEC ihre Fördermenge erhöhen. Die Folge, die Marktpreise sinken, die OPEC und die *free rider* erzielen ein niedrigeres Nutzenniveau als vor dem *free riding* mit anschließender Bestrafung. Beide werden ihre Förderung reduzieren und auf das Kartell Outputniveau zurückkommen. Die Ankündigung einer *market share maintenance* Politik allein ist, wie oben gesehen, nicht ausreichend, um ein Kollusionsergebnis zu erzielen⁶¹ Deshalb mußte eine Strategie des *fair share*, wie sie seit 1985 verfolgt wurde auch scheitern.

Die Hoffnung der OPEC Mitte der achtziger Jahre war gewesen, daß die Oligopolgruppe durch eine OPEC-Marktanteil-Strategie gezwungen wird wieder ihre Produktion zu reduzieren, um so sowohl den OPEC Marktanteil wieder steigen zu lassen, als auch den Ölpreis wieder zu erhöhen. Die Entwicklung hat jedoch gezeigt, daß diese Strategie nicht zum Erfolg führte, obwohl Teile der Oligopolgruppe kurzfristig und nach Verhandlungen zu Produktionskürzungen bereit war.

1.4.4 Neue Wege der Kooperation und der vertikalen Integration: Die Wege der erdöl-exportierenden Staaten

Kuwait

Die Kuwait Oil Company (KOC), gegründet 1934 als Joint Venture zwischen der Anglo-Persian Oil Co. (der jetzigen BP) und der Gulf Oil Corporation, deren Konzessionsrecht das gesamte kuwaitische Staatsgebiet und Teile des offshore Gebietes umfasste, wurde 1975 vollständig von dem kuwaitischen Staat übernommen. Die Aktivitäten der Aminoil in der neutralen Zone wurden 1977 von der nunmehr staatseigenen KOC übernommen. Als einzige ausländische Gesellschaft in Form eines Joint Ventures blieb allein noch die japanische Arabian Oil Company (AOC), die in den offshore Gebieten vor der Neutralen Zone förderte. 1980 wurde als Holding-Gesellschaft die Kuwait Petroleum Corporation (KPC) gegründet, die alle im Öl-bereich tätigen Gesellschaften unter ihrem Dach vereinigte die Kuwait Oil Co. (KOC), die Kuwait National Petroleum Co. (KNPC), tätig in der Raffination und dem Produktexport, die Kuwait Oil Tanker Co. (KOTC) und die Petrochemical Industries Co. (PIC). Die westeuropäischen Aktivitäten der KPC werden durch die Tochter Kuwait Petroleum International (KPI) geleitet.

Im Februar 1983 erwarb die Kuwait Petroleum Corporation (KPC) das Marketing und Verteilungsnetz der Gulf Oil in den Benelux-Staaten (750 Tankstellen) sowie eine Gulf Raffinerie in Rotterdam, im März des gleichen Jahres erwarb die KPC die Gulf Raffinerie in Dänemark sowie das Tankstellennetz in Danemark und Schweden (825 Tankstellen). Im Januar 1984 folgte der Erwerb von 1500 Gulf Tankstellen in Italien, sowie der Erwerb von 53 Elf-Aquitaine Tankstellen in Belgien 1985. 1986 folgten der Kauf von 821 Tankstellen der Hays Petroleum Services und 466 Tankstellen der Firma Ultramar in Großbritannien. Im Jahr 1987 übernahm die KPC die 400 BP Tankstellen in Dänemark. Diese KPC Tankstellen verkaufen ihre Produkte unter dem Namen Q8, was sich in der englischen Aussprache wie Kuwait anhört. Insgesamt verfügte die KPC im Jahre 1990 über 6500 Tankstellen in Großbritannien, Skandinavien, Italien und den Benelux-Staaten. In Ungarn wurden zum Jahresbeginn 1991 insgesamt 17 Tank-

⁶¹ Vgl. Osborne (1976).

stellen mit der Q8 Zeichen versehen, die von Kuwait-Afor einem Joint Venture der KPI mit ungarischen Firmenbetrieben werden.

Damit entwickelte sich die Kuwait Petroleum Corporation zu einer vollkommen vertikaldurchintegrierten Ölgesellschaft, wie in den fünfziger und sechziger Jahren die multinationalen Ölgesellschaften. Neben den Investitionen im Ölsektor besitzt Kuwait (zum Teil über das Kuwait Investment Office oder als direkter Staatsanteil) erhebliche Anteile an Gesellschaften, die in Nicht-Öl Bereichen tätig sind (Schätzungen vor dem irakischen Überfall gehen von Anlagevermögen über 100 Mrd. US-\$ aus), darunter fallen Anteile an Daimler Benz, Hoechst, Metallgesellschaft, Midland Bank, Banco de Santander usw.

Kuwait betreibt dank seiner enormen Auslandsinvestitionen eine Portfolio-Management Strategie. Ein Aktivposten bilden die durch Kuwait getätigten Auslandsinvestitionen, der andere, allerdings erschöpfbare Aktivposten, sind die Erdölreserven. Eine optimale Politik besteht darin, den Gegenwartsgewinn aus beiden Aktivposten zu maximieren, wobei die Interdependenzen beider Aktiva zu berücksichtigen sind. Die Renditen aus den Auslandsinvestitionen werden durch den Weltmarktpreis des Erdöls beeinflusst. Zu hohe Erdölpreise führen zu wirtschaftlichen Rezessionen in den Erdölimportierenden Staaten und senken den Wert kuwaitischer Auslandsinvestitionen. Zu niedrige Erdölpreise werteten die Ölreserven ab. In einer langfristigen Nutzenmaximierungskalkül ist Erdöl nur ein Aktivposten, der im Laufe der Zeit zu Auslandsaktiva umgewandelt werden muß. Ein kurzfristig höherer Ölpreis, erlaubt den Kauf zusätzlicher Auslandsaktiva, ein kurzfristig niedriger Ölpreis sorgt für höhere Erträge aus den Auslandsaktiva. Schwankende Ölpreise bieten für die Kuwaitis infolgedessen die Möglichkeit Gewinnvorteile durch entsprechendes Portfolio-Management zu erlangen.

Durch den irakischen Überfall auf Kuwait im August 1990 ist diese ausgefeilte Strategie jäh zerstört worden. In den nächsten Jahren durfte Kuwait eine Output-Maximierungsstrategie verfolgen, um die Schäden die durch die irakische Invasion verursacht wurden zu beheben. Schätzungen kuwaitischer Offizieller gehen davon aus, daß die Produktion in zwei Jahren die 2 mb/d Grenze erreicht⁶² Dies ist weit mehr als Kuwait seit 1980 gefördert hat. Aufgrund der teilweise zerstörten Raffineriekapazitäten und der fehlenden Arbeitskräfte, dürfte Kuwait eher zusätzliche Raffineriekapazitäten in den Verbraucherstaaten erwerben, denn im eigenen Land. Alles in allem betrachtet, dürfte Kuwait weiterhin an niedrigen Ölpreisen interessiert sein, aber im Gegensatz zur Vorkriegssituation in einer wesentlich stabileren Preisentwicklung, da die Ölexporterlöse an den gesamten Vermögenseinnahmen wieder den dominierenden Anteil einnehmen. Zumindest in den kommenden Jahren wird die einst komplexe Erdölstrategie zugunsten einer einfacheren Outputmaximierungsstrategie zurückgestuft.

Saudi-Arabien

Während Kuwait sehr früh von den internationalen Ölgesellschaften unabhängig sein wollte, setzte Saudi-Arabien auf Zusammenarbeit mit seinen ehemaligen Konzessionsnehmern. Der größte Teil des saudi-arabischen Ölexportes erfolgte Anfang der achtziger Jahre durch die Aramco. 22% der Aramco Produktion wurde durch die staatliche Petromin (General Petroleum and Mineral Organization) auf der Basis zwischenstaatlicher Verträge exportiert und 6% waren für den heimischen Verbrauch bestimmt. Zu diesem Zeitpunkt begann Saudi-Arabien mit der Ausweitung seiner heimischen Downstreamaktivitäten. Die Aramco-Raffinerie am Ölexport-Hafen Ras Tanura, mit einer Kapazität von 450.00 b/d, wurde 1980 vom saudischen Staat übernommen, verblieb aber unter dem Management der Aramco. Die Produkte dieser Raffinerie waren für den Export bestimmt. Kleinere Raffinerien im Besitz der Petromin dienten der

⁶² Petroleum Economist Dec. 1991. S. 17

heimischen Versorgung. In den frühen Achtzigern schloß die Petromin eine Reihe von 50:50 Joint Ventures, mit der Absicht Exportraffinerien in Janbu, Jubail und Rabigh zu bauen. Die Produkte sollten je zur Hälfte von der Petromin und der Partnergesellschaft vermarktet werden, wobei die Partnergesellschaft schon aus Eigeninteresse an der Vermarktung des Petromin ateils interessiert ist, denn eine nicht ausgelastete Raffinerie ist nicht besonders angenehm.

Janbu ging 1984 mit 250.000 b/d in Betrieb, Partner war die Mobil, Jubail 1985, ebenfalls mit 250.000 b/d, mit der Shell als Partner. Die Inbetriebnahme der Raffinerien erwies sich als wirtschaftlich ausgesprochen schwierig, da Saudi-Arabien durch die auf Netback-Verträge gestützte Produktionserhöhungen für eigene Konkurrenz sorgte. Jubail mußte darauthin im Februar 1986 kurzzeitig geschlossen werden. Die Raffinerie in Rabigh, mit einer Kapazität von 325.000 b/d, Partner war die griechische Petrola, ging erst 1990 in Betrieb. Verfügte Saudi-Arabien 1980 über eine Raffineriekapazität von 495.000 b/d, so stieg sie innerhalb eines Jahr-zehnts auf 1,86 mb/d in 1990. Geplant ist derzeit eine weitere Raffinerie über 500.000 b/d gemeinsam mit der Nippon Oil of Japan.

Die Raffinerieanteile der Petromin sind im Dezember 1988 von der neugegründeten Samarec (Saudi Arabian Marketing and Refining Company) übernommen worden. Die Samarec trägt die Verantwortung der saudischen Aktivitäten im Mid- und Downstreambereich. Derzeit wird an einer Modernisierung und Ausbau der Raffinerien gearbeitet. Im November 1988 wurde die Ararnco, die ihren Firmensitz offiziell noch in den USA hatte endgültig zur Saudi Ararnco (Saudi Arabian Oil Co.) mit Sitz in Dhahran.

Den zweiten Schwerpunkt saudischer Aktivitäten im Midstream Bereich bildet die Kohlenwasserstoffindustrie. Der Aufbau einer petrochemischen Industrie, vornehmlich auf Gas-Basis, erfolgt durch Joint Ventures der staatseigenen Sabic (Saudi Basic Industries Corp.) mit einer Reihe von Untemehmen aus den Industrieländern, wie der japanischen Mitsubishi Gruppe, der amerikanischen Celanese, der Exxon, Shell sowie taiwanesischen Gesellschaften.

Im Gegensatz zu Kuwait ist Saudi-Arabien an Beteiligungen von multinationalen und nationalen Gesellschaften interessiert, da Saudi-Arabien über kein eigenes Vertriebsnetz für die Produkte verfügt. Der Erwerb bzw. der Neuaufbau eines eigenen Vertriebsweges wäre dagegen mit erheblichen Kosten verbunden, denn das Exportvolumen Saudi-Arabiens ist wesentlich größer als die des kleineren Kuwaits. Der erste Schritt in die ausländische Downstreamaktivitäten ist jedoch bereits erfolgreich vollzogen.

Durch Star Enterprise, ein 1988 eingegangenes Joint Venture der Saudi Ararnco (nicht etwa der Samarec, die für die Raffination und Produktvermarktung im Ausland gegründet wurde) mit der Texaco, verfügt Saudi-Arabien neben mehreren Raffinerien (mit einer Kapazität von 0,6mb/d) auch über ein Tankstellennetz in den USA. Grundsätzlich bestehen weiterhin Bestrebungen in Downstreambereiche in den Verbraucherregionen zu investieren, dennoch genießt nach dem Golfkrieg die Ausweitung der Produktionskapazitäten vorrang in der saudischen Ölstrategie. Schätzungen gehen davon aus, das Saudi-Arabien plant innerhalb der nächsten zehn Jahre die Produktionskapazitäten auf 12 mb/d auszuweiten⁶³ (heutiger Stand ca. 8,5-9 mb/d). 1992 soll die 10 mb/d Grenze (wieder) erreicht werden.

Saudi-Arabien verfügt nur über relativ geringe Mengen an Nicht-Öl Auslandsaktiva, und hat somit als nahezu einzige Einkommensquelle das Erdöl (in Form von Rohöl- und in zunehmendem Maße von Ölproduktexporterlöse). Von daher ist Saudi-Arabien neben einer langfristigen orientierten moderaten Preisentwicklung durchaus auch kurzfristig auf ein bestimmtes Einnahmenniveau angewiesen. Eine Preiserhöhung bedeutet zwar eine kurzfristige Einnahmeerhö-

⁶³ Vgl. Petroleum Economist, July 1990, S. 20f

hung, wirkt aber langfristig kontraproduktiv; ein niedriger Ölpreis stützt die langfristigen Überlegungen, reduziert jedoch die kurzfristigen Einnahmen. Um sowohl die kurzfristigen als auch die langfristigen Überlegungen miteinander zu vereinbaren ist Saudi-Arabien auf stabile Marktpreisen angewiesen, die beiden Überlegungen Rechnung tragen.

Das langfristige Optimierungskalkül in Verbindung mit einer an Stabilität orientierten Preispolitik erklärt das Verhalten Saudi-Arabiens als sogenannter Swing-Produzent. Dennoch zeigt die saudische Strategie ganz deutlich, daß sie bestrebt ist ihre Aktivitäten in den Verbraucherstaaten auszuweiten. Zwei Strategien sind denkbar:

- i) Die "kuwaitische Strategie"
Aufbau einer internationalen durchintegrierten Ölgesellschaft. Erwerb von Auslandsaktiva, die das erschöpfbare Aktivum Erdöl langfristig ersetzen.

Folge: Solange Saudi-Arabien in der Aufbau-Phase ist, wird es einen stabilen, niedrigen Erdölpreispfad präferieren. Nach Abschluß dieser Phase wird Saudi-Arabien eine Portfolio-Management Strategie verfolgen und den Vorteil eines auf niedrigem Niveau schwankenden Preispfades nutzen.

- ii) Die "Markteroberungs-Strategie"
Gründung weiterer Joint Ventures mit internationalen Ölgesellschaften und nationalen Ölgesellschaften sowohl in den Verbraucherstaaten als auch in anderen erdölproduzierenden Staaten. Begleitende Investitionen im Nicht-Öl Bereich können unternommen werden, jedoch in größerem Umfang erst ab einem späteren Zeitpunkt

Folge: Saudi-Arabien wird nicht nur aufgrund seiner riesigen Reserven zur dominierenden Erdölmacht, sondern sichert sich darüberhinaus auch in nahezu allen Bereichen der Ölindustrie zumindest ein Mitspracherecht. Entscheidungen ohne den Good-Will Saudi-Arabiens sind infolgedessen nicht denkbar.

Die geplanten Produktionskapazitätserhöhungen und die Anzeichen, daß Saudi-Arabien plant seinen OPEC Anteil auf über 35% zu halten sprechen dafür, daß Saudi-Arabien eine Markteroberungsstrategie anstrebt. Man muß jedoch immer beachten, daß Saudi-Arabien eine extrem langfristige Politik verfolgt, so daß diese Strategie nicht unmittelbar in den nächsten Jahren sichtbar wird. Die Markteroberungsstrategie könnte jedoch durch einen anderen Spieler gestört werden. Venezuela.

Venezuela

Eine ähnliche Strategie wie Saudi-Arabien verfolgt auch Venezuela, wenn es auch schon wesentlich früher damit begonnen hat. Gegenüber Saudi-Arabien hat Venezuela einen großen Nachteil, seine riesige Ressourcenbasis besteht aus extrem schwerem Rohöl, das teuer zu fördern ist und bei derzeit bekannter Raffinationstechnologie fast nur zu schwerem Heizöl verarbeitet werden kann.

1982 tätigte Venezuela die erste Auslandsinvestition in Form eines 50:50 Joint Ventures mit der VEBA Oel, Ruhr Oel genannt. Der weitere Erwerb von Raffinerien in Schweden, Belgien und in den USA folgten. Venezuela verfügt zudem über Raffineriekapazitäten in den Karibikstaaten Curacao und Trinidad und Tobago. Investitionen in den petrochemischen Sektor zunächst in den USA folgten ebenfalls. Auch in den Distributionsbereich investierte Venezuela indem es sich Tankstellennetze in den USA besorgte (Citgo Petroleum Corp., der neunt größte

Benzinvertreiber in den USA, sowie ein Joint Venture mit Unocal). Vermarktungsabkommen in Europa mit der BP und VEBA, sowie mit Mitsubishi in Japan folgten. Ein intensiver Ausbau der heimischen petrochemischen Industrie, in Form von Joint Ventures mit internationalen Unternehmen (VEBA, Dow Chemical, Du Font, ENI, Mitsubishi u.a) erfolgt zur Zeit ebenfalls.

Derzeit sind eine Reihe von Kooperationsvorhaben in der Exploration, Produktion, Raffination und im Marketingbereich mit der BP, ENI, VEBA Oel, Elf, Amoco und Conoco beabsichtigt, weitere sind mit japanischen Gesellschaften geplant.

Ebenso wie Saudi-Arabien betreibt auch Venezuela einen enormen Ausbau seiner Produktionskapazitäten. Geplant ist, diese von heute 2,75 mb/d auf 3,5 mb/d im Jahr 1997 (Kosten belaufen sich nach Schätzungen auf ca. 10 Mrd US-\$) und auf 4,1 mb/d für die konventionellen Rohöle und die Produktionskapazitäten für die extrem schweren Öle auf 1 mb/d im Jahr 2000 zu erhöhen⁶⁴. Venezuela versucht zum einen seine Einnahmen langfristig zu erhöhen, zum anderen aber auch um sein Gewicht innerhalb der OPEC zu erhöhen und um seine Verhandlungsposition zu stärken. Im Gegensatz zu Saudi-Arabien braucht Venezuela ein höheres Preisniveau, um die schweren Ölvorkommen im Orinoco-Gebiet wirtschaftlich abbauen zu können. Die nachgewiesenen Reserven an Rohöl betragen fast 60 Milliarden Barrel, die derzeit förderfähigen Reserven an Schweröl im Orinoco-Gebiet werden auf bis zu 300 Milliarden geschätzt (zum Vergleich: die nachgewiesenen Reserven Saudi-Arabiens betragen gut 260 Milliarden Barrel). Die tatsächlichen Vorkommen betragen ein Vielfaches dieser Menge. Das schwere Öl wird als Orimulsion vermarktet. Orimulsion, ein Gemisch aus Wasser und Orinoco-Schweröl, wird durch BP Bitor, ein Joint Venture der Bitumenes Orinoco SA (Bitor) mit der BP, als Substitut zum schweren Heizöl eingesetzt. Geplant ist eine Produktionskapazität für Orimulsion von 0,1 mb/d in 1992, die auf 0,4 mb/d in 1996 erhöht werden soll. So sehen Verträge mit britischen Elektrizitätsgesellschaften den Einsatz von 2 mt/a im Jahr 1992 vor.

Neben dem Ausbau der Produktionskapazitäten sollen auch die heimischen Raffineriekapazitäten von heute knapp 1,2 mb/d auf 1,7 mb/d im Jahr 1997 erhöht werden. Dazu kommen noch Raffinerien und Raffineriebeteiligungen weltweit im Umfang von heute knapp 1 mb/d, die sich aber ebenfalls in den nächsten Jahren erhöhen wird. Ebenso wie Saudi-Arabien verfolgt auch Venezuela eine Markteroberungsstrategie, die die internationalen und nationalen Ölgesellschaften in Form von Joint Ventures einbezieht.

Irak

Die Reservenausstattung pro Kopf des Iraks ist relativ günstig, dennoch verfügt der Irak über ein relativ niedriges Pro-Kopf Sozialprodukt. Im Gegensatz zu den oben genannten Staaten verfügt der Irak über keine Auslandsaktiva, seine einzige Quelle des Wohlstandes sind die Ölreserven. Obwohl durchaus die Möglichkeit bestanden hatte Auslandsinvestitionen zu tätigen und heimische Investitionsprogramme durchzuführen, verschwendete der Irak seine Erdölexporterlöse für militärische Güter und kriegerische Auseinandersetzungen. Für diese Zwecke mußte sich der Irak zudem bei seinen arabischen Nachbarn Kuwait und Saudi-Arabien hochverschulden. Die Strategie des Iraks vor dem Überfall auf Kuwait mußte daraus bestehen, möglichst hohe Erlöse aus dem Erdölexport zu erzielen. Bei gegebenem Preisniveau muß der Irak so viel wie möglich produzieren, andererseits muß er in den OPEC Verhandlungen auf einen möglichst hohen Preis drängen. Der Irak wird in den folgenden Jahren ein Outputmaximierungsstrategie fahren müssen (wenn die UN Exportrestriktionen aufgehoben worden sind), um den Aufbau des Landes, falls gewünscht, oder den Ausbau des Militärs, was durchaus denkbar ist, voranzutreiben. Dazu wird es unabhängig vom herrschenden Marktpreis seine Produktion

⁶⁴ Petroleum Economist, Dec. 1991, S. 26.

maximieren. Kurzfristige Phasen der Reduktion sind nicht auszuschließen, wenn sie als Kartelldisziplinanz wirken sollen.

Iran

Ähnlich wie der Irak muß auch der Iran eine Outputstrategie fahren. Da die finanziellen Ressourcen äußerst knapp sind, ist der Iran auf ausländische Hilfe angewiesen. Derzeit laufen Gespräche über Joint Ventures im Upstream- und heimischen Downstreambereich mit europäischen und japanischen Gesellschaften. Geplant ist die Produktionskapazitäten auf 4,5-5 mb/d für das Jahr 1993, bei einem Fördervolumen von derzeit 3,4 mb/d.

Die OPEC Politik der nächsten Jahre

Die Strategien der fünf genannten Staaten spielen für den OPEC Entscheidungsprozeß die bedeutendste Rolle. Geht man davon aus, daß die Höhe der Produktion, die Förderkosten, das Reserve/Produktionsverhältnis, die Reservenausstattung und die Produktionskapazität die Bestimmungsfaktoren der Verhandlungsstärke der Staaten sind, dann zeigt sich folgendes Bild: Saudi-Arabien und Venezuela, die Staaten mit den größten Ressourcen werden den dominierenden Block in der OPEC bilden. Beide Staaten sind an einer langfristig orientierten Preisstrategie interessiert, sowie an einem stabilen Preisfad. Unterstützt wird diese Politik von Kuwait, solange es sich in seiner Rekonstruktionsphase befindet. Wird das alte Wohlstandsniveau wiederhergestellt sein, wird Kuwait wieder seine Portfolio-Managementstrategie aufnehmen. Obwohl Venezuela ein höheres Preisniveau als Saudi-Arabien vorziehen würde, unterstützt vom Irak und Iran (die aber einen relativ großen Marktanteil haben möchten), wird es dazu nicht kommen. Zum einen ist der Irak in seiner Verhandlungsstärke durch den verlorenen Golfkrieg stark geschwächt, zum anderen kann Venezuela auch mit niedrigeren Preisen gut über die Runden kommen, solange es nicht die schweren Öle in zu großem Umfang angreifen muß. Dieser Machtkampf wird erst in diesem Jahrhundert stattfinden, wenn auch schon heute dafür gerüstet wird.

Die größten Erdölproduzenten außerhalb der OPEC sind die Staaten der GUS (16,6%)⁶⁵ die USA (14%), Mexiko (4,9%), China (4,3%), Norwegen (3%) sowie Großbritannien, Kanada, Ägypten, Oman, Malaysia. Bei all den genannten Staaten ist zu unterscheiden, ob es sich um Nettoexporteure handelt oder nicht. Bei den Nettoexporteuren wiederum ist es von Bedeutung, ob eine nationale Ölpolitik betrieben wird oder ob sich der Staat aus der Förderpolitik vollkommen heraushält. Diejenigen Staaten, die eine nationale Ölpolitik betreiben und wenn diese Politik das Geschehen auf dem Weltölmarkt beeinflusst, dann kann diese Gruppe als eine Oligopolgruppe betrachtet werden, die in interdependenten Beziehungen zur OPEC steht. Mitglieder dieser Oligopolgruppe sind Mexiko, Norwegen, Ägypten, Oman und Malaysia. Mit Ausnahme der GUS, sind alle anderen Staaten, auch die USA, dem sogenannten Wettbewerbsrand zuzuordnen, da diese Staaten bzw. die in diesen Staaten fördernden Ölgesellschaften sich als reine Preisnehmer verhalten. Der wichtigste Produzent der Oligopolgruppe ist Mexiko, dessen Politik soll im folgenden kurz charakterisiert werden.

Mexiko

Mexiko, einst einer der bedeutendsten Erdölproduzenten, dann jahrzehntelang vom Weltölmarkt verschwunden, kehrte im Laufe der siebziger Jahre wieder zurück. Seit der Nationalisierung der Ölindustrie im Jahre 1938 werden sämtliche Ölgeschäfte von der staatseigenen Pemex durchgeführt. Im April 1991 wurde erstmals ein Kontakt über Bohraktivitäten mit ausländischer Firma eingegangen. Für diese Kehrtwende sind zwei Gründe ausschlaggebend, aufgrund der mexikanischen Verschuldungskrise fehlt das notwendige Kapital für teure Explorationstät-

⁶⁵ Anteil an der Weltfördermenge 1. Jahreshälfte 1991, Angaben aus Petroleum Economist, Dec. 1991

tigkeiten, zurückgehende Explorationstätigkeiten wirken sich negativ auf die Reserven aus und damit auf das Produktions-Reserveverhältnis. Die Position Mexikos auf dem Weltmarkt wurde deutlich geschwächt. Darüberhinaus bemüht sich Mexiko als international tätiger Mitspieler zu etablieren. So erwarb die Pemex einen 5% Anteil an der spanischen Ölgesellschaft Repsol. Weitere Expansionsbestrebungen sind derzeit durch die Verschuldungskrise gebremst. Stattdessen bemüht sich Mexiko die heimische Ölinfrastruktur zu modernisieren und auszubauen, zurnal eine Reihe von Raffinerien aus Umweltschutzgründen stillgelegt werden mußten.

Mexiko, oft als ein inoffizielles OPEC Mitglied bezeichnet, hat sich in der Vergangenheit der OPEC Politik gegenüber kollusiv verhalten. Da die OPEC in den nächsten Jahren eher eine Mengopolitik betreiben wird, mit einern entsprechend niedrigem Preisniveau, muß auch Mexiko auf Produktionssteigerungen setzen. Produzierte Mexiko im Jahr 1989 noch 2,89 mb/d, so liegt die Produktion des zweiten Halbjahres 1991 bei 3,14 mb/d. Mexiko fördert derzeit an der Kapazitätsgrenze. Neben Mexiko trifft eine ähnliche Politik auch auf die Nicht-OPEC Produzenten Malaysia zu, während andere wie Oman, Brunei eine eher ressourcenschonendere Strategie verfolgen können.

Fazit:

Sowohl die OPEC als auch die Oligopolgruppe außerhalb der OPEC werden in den nächsten Jahren ihre Produktion auf ein hohes Niveau bringen, zum einen um notwendige Einnahmen zu erzielen, die für Investitionen in der Ölindustrie notwendig sind (Kuwait, Iran, Irak, Mexiko), zum anderen aber auch um ihre Verhandlungsposition für das kommende Jahrzehnt auszubauen (Saudi-Arabien, Venezuela).

Hinsichtlich der Strategie der vertikalen Integration und der Ausweitung in den Downstream Bereich lassen sich zwei Wege unterscheiden:

Strategie der vertikalen Integration (Kuwait):

Vollständiger Erwerb von Gesellschaften, die im Mid- und Downstream Bereich international tätig sind. Joint Venture Strategien (Saudi-Arabien, Venezuela):

Die Erdölproduzierenden Staaten werden gleichberechtigte Partner einer Gesellschaft im Mid- und/oder Downstreambereich. Durch diese Strategien der großen Erdölexportierenden Staaten kehrt der Weltölmarkt zu einer Struktur zurück, wie sie in den fünfziger und sechziger Jahren vorherrschend war, als vom Upstream bis zum Downstream Bereich der Ölmarkt von den vertikal integrierten multinationalen Gesellschaften fast vollständig kontrolliert wurde. Dennoch wird die Zahl der Akteure auf dem Ölmarkt größer sein als in den fünfziger und sechziger Jahren, damit wird der Markt aber auch instabiler sein.