

- (114) Ein Beispiel: Echo aus Afrika, XI/1, Jänner 1899, 4. Umschlagseite.
- (115) Molden, Auf rot-weiß-roten Spuren, Teil I; Linzer Kirchenzeitung, 26. 8. 1984.
- (116) Freundliche Mitteilung von Dr. Josef Windischer, Innsbruck; vgl. Die Presse, 5./6. 11. 1988, Beilage.
- (117) Vgl. etwa A. J. Dachs/W. F. Rea, The Catholic Church and Zimbabwe 1879 — 1979 (Gwelo 1979); Ian Linden, Church and State in Rhodesia 1959 — 1979 (München — Mainz 1979); Michael Lapsley, Neutrality or Co-option. Anglican Church and State from 1964 until the Independence of Zimbabwe (Gweru 1986).
- (118) „Die Scheidung der Faulen von den Fleißigen ist gegenwärtig meine schwierigste Aufgabe. Als das noch die Einheimischen taten, nahm Streit und Unfrieden kein Ende. Deshalb baten sie mich, das selbst zu tun. Ob das nicht Paternalismus ist?“ (Gabriel Kleinlercher, in: Osttiroler Bote, Lienz, 13. 12. 1984).
- (119) Kurier, 9. 8. 1977.
- (120) Die Presse, 11. 8. 1977.
- (121) Kurier, 28. 8. 1977.
- (122) Ian Linden, Church and State in Rhodesia, v.a. S. 270 — 273.
- (123) Vgl. Entwicklungspolitik der katholischen Kirche in Österreich (Wien 1980). Dazu Martin Jäggle, Entwicklungspolitik der katholischen Kirche in Österreich, in: Österreichisches Jahrbuch für Politik '80 (Oldenbourg 1980), S. 339 — 360.
- (124) Vgl. Mandaza, Zimbabwe, S. 131 — 134.
- (125) Wiener Zeitung, 10. 6. 1982; über die Anfangserfahrungen dabei vgl. ÖED-rundbrief, Wien, 1. 4. 1987.
- (126) Wiener Zeitung, 16. 2. 1984.
- (127) Österreichischer Entwicklungsdienst, Jahresbericht '83, Wien 1984, vor allem S. 34 — 42. Die folgenden Angaben über einzelne Projekte sind ebenfalls den ÖED-Jahresberichten entnommen.
- (128) Mandaza, Zimbabwe, S. 306 und öfter.
- (129) Über die „Zimbabwe Federation Education with Production“, vgl. Wiener Zeitung, 8. 10. 1988.
- (130) Linzer Kirchenzeitung, 23. 10. 1986.
- (131) Im ÖED-Jahresbericht '87, S. 55, wird auch von Problemen mit den zimbabwe'schen Behörden gesprochen, eine hinsichtlich des generell ambivalenten gegenseitigen Verhältnisses nicht unsignifikante Beobachtung.
- (132) IIZ-Jahresberichte 1985 und 1986, Wien 1986 und 1987, S. 36 — 43 bzw. 57 — 63.
- (133) Österreichische Forschungsförderung für Entwicklungshilfe, Österreichische Entwicklungshilfe, März 1986, Tabelle 29 sowie ebda., März 1987, S. 24 f.
- (134) Außenpolitischer Bericht 1986, Wien, S. 637.
- (135) ÖED-Jahresbericht '87, Wien 1988, S. 55.
- (136) IIZ-Jahresbericht 1987, Wien 1988, S. 60.
- (137) Zur sog. „Betriebsrats-Diskussion“ unter den ÖED-Entwicklungshelfern in Zimbabwe vgl. Entwicklungspolitische Nachrichten 12, 1985, S. 10 f. sowie ÖED-Jahresbericht '85, Wien 1986, S. 65.
- (138) Freundliche Mitteilung von Herrn Attaché Markus Cornaro, Harare.

Walter Sauer, Institut für Wirtschafts- und Sozialgeschichte, Universität Wien

Frank Sader und Susanne Wucher

DIE WELTERDÖLINDUSTRIE: DIE SIEBEN MAJORS UND IHRE STRATEGIE DER RÜCKVERLAGERUNG

Einleitung

Seit 1971 veränderte sich die Struktur der Welterdölindustrie erheblich. Gemessen an den Gewinnen verbesserte sich die Lage der „Sieben großen Schwestern“ scheinbar während der ersten Krisenjahre. Ihre Macht stieg aber nur bedingt, weil ihre Stellung in der internationalen Ölindustrie zurückging: 1973 betrug ihr Anteil am gesamten internationalen Rohölhandel 92,1 %, 1979 nur noch 58 %, an der Rohölproduktion sank er von 65,3 % 1970 auf 34,4 % 1985; und bei der Rohölverarbeitung sogar von 54,6 % 1970 auf 23,1 % 1985 (1).

Die Monopolstellung der „Sieben Majors“ auf dem Weltmarkt brach zusammen. Zuerst sahen sie sich massiven Energieeinsparungen in den Industrienationen gegenüber, später traten Probleme durch den Konkurrenzdruck seitens der neuen nationalen Energieunternehmen aus Europa und dem Mittleren Osten auf. Die Sieben Majors versuchten sich durch geographische Rückverlagerung und sektorale Diversifizierung anzupassen, in der Hoffnung, sich durch eine stärkere Risiko-steuerung aus der einseitigen Abhängigkeit vom Ölgeschäft zu lösen. Trotz erheblicher Investitionen und auch Teilerfolge konnte die Strategie einer geringeren Abhängigkeit oder gar einer Loslösung von der OPEC nicht verwirklicht werden.

Die Multis fanden keine dem OPEC-Öl vergleichbar kostengünstige Energiequellen. Selbst im downstream-Bereich, wo sich die internationalen Ölkonzerne noch behaupten konnten, wir der Druck der OPEC-Staatgesellschaften immer größer. Der Einstieg in neue Aktivitäten, ausgehend von im Ölgeschäft erworbenem know-how, brachte nicht die erhofften Gewinne.

I. Regionale Diversifizierung

Die Ölgesellschaften waren vor 1973 von der Ölproduktion in den OPEC-Staaten (vornehmlich des Mittleren Ostens) abhängig. Dort war die gesamte Ölindustrie, insbesondere die der sogenannten Sieben Schwestern (Exxon, Shell, BP, Mobil, Texaco, Chevron und Gulf) durch die sich nach 1973 rasch vollziehenden Verstaatlichungen bedroht. BP bezog seine gesamte Produktion aus der Region Mittlerer Osten/Afrika (Libyen und Nigeria). Auch Chevron, Mobil, Gulf und Shell produzierten ihr Öl hauptsächlich in dieser Region (zwischen 65 — 75 %).

*) Diese Analyse entstand im Rahmen eines Seminars zum Thema „Welterdölindustrie“ an der Universität Konstanz, unter Leitung von Hartmut Elsenhans.

lediglich Texaco und Exxon hatten schon vor 1973 stärker diversifiziert; allerdings waren auch sie von Verstaatlichungen betroffen.

Die amerikanischen Ölgesellschaften Exxon, Texaco, Mobil und Chevron (SoCal) hatten besondere Beziehungen zu Saudi-Arabien, das ihnen die Betriebsführung der ARAMCO auch nach deren Verstaatlichung überließ. Bis in die 80er Jahre hinein erbrachte dies den ARAMCO-Partnern einen Preisvorteil von rund 2 US-\$/b, da Saudi-Arabien grundsätzlich weniger als den vorherrschenden Preis forderte (2). Durch die Verstaatlichungen waren die Ölgesellschaften gezwungen, ihren Rohölbedarf durch Zukäufe abzudecken. Deren Preis stieg jedoch nach 1973 überdurchschnittlich an.

Auf die Verknappung und Verteuerung des Nahost-Öls reagierten die Majors durch Verlagerung der Produktion in sicherere Regionen. Am wichtigsten wurde dies für BP, das seine gesamte Eigenproduktion verloren hatte. BP war die erste der großen Ölgesellschaften, die versuchte, die Produktion in die sichere Nähe ihres „Heimatlandes“ zu verlagern. So übernahm sie die Vorreiterrolle in der Erschließung der Nordsee. Genauso hatte sie, da sie die einzige große Ölgesellschaft war, die über keine Reserven in den USA verfügte, zu Anfang der 70er Jahre Anteile an der Standard Oil Company (Sohio) erworben. Deren Beitrag blieb jedoch bis zu den ersten Ölfunden in Alaska (1977) bedeutungslos.

Die Ölgesellschaften verlagerten ihre Produktion nicht nur in die sicheren Regionen in ihren Heimatländern; vielmehr begannen sie nach 1973 in sämtlichen Gebieten der Erde nach Öl zu suchen. Der Erfolg war begrenzt. Die Ölgesellschaften konnten nur in wenigen Gebieten eine rentable Produktion aufnehmen, so in Mittel- und Südamerika (Kolumbien, Sudan, Zaire), im Fernen Osten (Malaysia, Thailand), und in Neuseeland und Australien.

Die neuen Hauptregionen waren, wegen des Umfangs der dort gefundenen Ölreserven, Alaska und die Nordsee. Trotz der in den letzten Jahren erfolgten Steigerung der Produktion in diesen Gebieten sind die dort erschlossenen Reserven nicht als eine Grundlage für eine dauerhafte Unabhängigkeit vom OPEC-Öl anzusehen.

Da die geologischen Möglichkeiten der Ölsuche relativ ausgeschöpft sind (500 m unter dem Meeresspiegel, 7 km tief unter dem Festland etc.), entwickeln die Gesellschaften schon seit Anfang der 70er Jahre verstärkt sekundäre und tertiäre Fördermethoden (3) und wenden diese vor allem in den USA auch an.

Diese produktionssteigernden Maßnahmen und die stark ausgeweitete Explorationsstätigkeit machten die USA zum am intensivst erschlossenen Gebiet und zum zweitgrößten Ölproduzenten der Welt (4). Dies konnte allerdings nur auf Kosten eines starken Rückgangs der sicheren Reserven geschehen. So lagen die sicheren Reserven in den USA 1985 unter dem Stand von 1951. Auch die Reserven der Nordsee nahmen ab, allerdings auch wegen des seit 1983 sinkenden Ölpreises. Die Reserven der neuen Regionen werden eine langfristige Rückverlagerung nicht zulassen. Die Majors müssen sich deshalb wieder den billigeren Fördergebieten in den OPEC-Staaten zuwenden.

II. Anpassungen im Energiesektor

1. Umstrukturierung im downstream-Bereich

Vor der Ölkrise bezogen die Gesellschaften ihre Hauptverdienste aus der Produktion von Rohöl. Der downstream-Bereich hatte lediglich die Aufgabe, diese Produktion zu verarbeiten und zu vertreiben. Man versuchte, möglichst viele Märkte zu durchdringen, wobei man in den 50er und 60er Jahren mehr Gewicht auf Umsatz als auf Gewinne legte. Durch das Auftreten kleinerer Gesellschaften entstand ein harter Konkurrenzkampf vor allem im downstream-Bereich. Dieser spitzte sich durch die Ereignisse in den beiden Ölkrisen (Produktionsverknappung seitens der OPEC-Staaten und Energiesparmaßnahmen seitens der Industrienationen) stark zu und zwang die Gesellschaften zu Umstrukturierungen, die nur langsam durchgesetzt werden konnten.

Im Bereich *Transport* stiegen die Investitionen von 1961 bis 1971 um 24 % (5), da ab Ende der 60er Jahre die Flotten mit neuen Supertankern ausgerüstet wurden. Mit der allmählichen Produktionssenkung in den OPEC-Staaten und der Rückverlagerung in die Nähe der Industriezentren wurden diese jedoch überflüssig und mußten umgerüstet, eingemottet oder verschrottet werden. Trotzdem stiegen die Investitionen bis Mitte der 70er Jahre weiter an, da Altaufträge der früheren Jahre erst jetzt fertiggestellt werden konnten und manche Konzerne davon ausgingen, das Problem der Überkapazitäten sei nur von vorübergehender Natur. Ab 1977 sanken die Ausgaben rasch. Investitionssteigerungen zu Beginn der 80er Jahre resultierten aus Umrüstungsmaßnahmen, da durch ein größeres Umweltbewußtsein der Bevölkerung, vor allem in den Industrienationen, Anpassungsmaßnahmen auferlegt wurden (Tankerreinigungs- und Erosionsprobleme).

Überkapazitäten im *Raffineriebereich* waren ein noch größeres Problem. In Westeuropa sank der Auslastungsgrad der Anlagen von 1972 – 75 um 21 % auf insgesamt 60 %. Auf dem US-Markt war die Situation lange Zeit weniger ernst: 1982 lag der Auslastungsgrad aber auch dort nur bei 69 % (6). Dennoch stiegen die Investitionen! Die Umstrukturierungen und Rationalisierungen waren kostspielig. Der Aufbau von Konversionsanlagen verschlang viel Kapital, war jedoch notwendig, weil der Absatz von schwerem Heizöl rückläufig war und man eine größere Anzahl hochwertiger Produkte, wie Benzin, aus Rohöl zugewinnen mußte. Dasselbe gilt für die Entschwefelung, da durch den vermehrten Einsatz von Öl aus sicheren Gebieten der Anteil stark schwefelhaltiger Öle stieg. Außerdem investierten die Ölgesellschaften in Anlagen im Mittleren Osten, um sich im Rahmen von joint-ventures den Zugang zu Produkten aus dieser Region zu sichern.

Im *Marketing* mußte man endgültig die Hoffnung aufgeben, den eigenen Markennamen mit aller Gewalt und ohne Rücksicht auf die Kosten in jeden Winkel der Welt zu tragen. Wie in anderen Bereichen auch, traten zuerst in Europa und anschließend in den USA erhebliche Überkapazitäten auf. Die Tankstellennetze aller Gesellschaften mußten radikal gekürzt werden (so Exxon 1979 – 84 um 46 %), ohne dabei größere Märkte zu verlieren. Manche Gesellschaften waren jedoch gezwungen, durch die hohen Kosten der Rationalisierungsmaßnahmen (Ein-

führung von self-service, Vergrößern der Stationen um Waschstraßen, Autozubehörläden etc. oder gar kleinere Supermärkte) ganze Märkte aufzugeben, wie SoCal und Gulf, die sich 1983 nahezu vollständig aus Europa und aus zahlreichen US-Bundesstaaten zurückzogen.

2. Erhöhung der horizontalen Konzentration

Trotz der umfangreichen Explorationstätigkeit in den Nicht-OPEC-Gebieten gelang es den Gesellschaften nicht, ihre starke Position bei der Ölförderung wiederzuerlangen.

Wegen der stark gestiegenen Explorationskosten wurden ab Ende der 70er Jahre die Aktien von US-Ölgesellschaften niedrig notiert. Schon vorhandene Reserven aufzukaufen, wurde billiger als langwierig nach neuen Reserven zu suchen. Ab 1979 brach eine Welle von Aufkäufen und Zusammenschlüssen auf den US-Markt herein.

Bei den drei größten Käufen der letzten Jahre erhöhten alle Käufer ihre Reserven erheblich, und dies zu einem äußerst günstigen Preis. Die Reserven von Chevron stiegen über den Kauf von Gulf um 72 %. Der Preis betrug 4,48 US-\$/b. Die konzerninternen Durchschnittskosten für die USA betrugen dagegen 10,26 US-\$/b (1978 – 83). Texaco konnte seine Reserven durch den Kauf von Getty zu 4,30 US-\$/b mehr als verdoppeln (eigene Durchschnittskosten 10,72 US-\$/b). Die Reserven von Mobil stiegen durch den Kauf von Superior zu 5,5 US-\$/b um 20 % (eigene Durchschnittskosten 10,02 US-\$/b) (7). Der Verkäufer veräußerte seine Aktiva entweder, um den Kauf einer Aktienmehrheit durch andere Gruppierungen zu verhindern oder um mittels einer Unternehmensliquidierung einen weit höheren Preis als den gegenwärtigen Marktpreis zu erhalten und so den Aktionären höhere Renditen zu sichern (8).

Auffallend ist, daß bei relativ stark integrierten Gesellschaften der tatsächliche Kaufpreis vom Börsenwert weit stärker abweicht, als bei anderen Gesellschaften. Der Kaufpreis für Gulf und Getty, die beide einen hohen Grad vertikaler Integration aufweisen, lag um das 2,5 bzw. mehr als das 3-fache über dem Marktpreis. Für den nahezu reinen Öl- und Gasproduzenten Superior lag der Kaufpreis lediglich um knapp 20 % höher. Dies zeigt, daß sich die Börsennotierungen der Ölgesellschaften hauptsächlich an der momentanen Gewinnsituation orientierten, anstatt an ihrer langfristigen Marktposition. Bei Aufkäufen dagegen kommt der langfristigen Rentabilität der Öl- und Gasreserven, mit Rücksicht auf deren Verarbeitungs- und Vermarktungsmöglichkeiten, eine weit bedeutendere Rolle zu.

Um unliebsamen Anteilskonzentrationen einen Riegel vorzuschieben, kauften die großen amerikanischen Ölgesellschaften in verstärktem Maße auch Anteile ihrer eigenen Aktien auf dem Markt zurück.

Die europäischen Gesellschaften übernahmen ihre amerikanischen Tochtergesellschaften endgültig zu 100 %. Shell Oil Co. wurde 1984 für 5,7 Mrd. US-\$ und Sohio 1987 für 7,8 Mrd. US-\$ übernommen.

Insgesamt wurden von den Majors für die Übernahme anderer Gesellschaften und den Rückkauf eigener Aktien weit über 40 Mrd. US-\$ aufgewendet. Ein Groß-

teil dieser Aufwendungen mußte durch Kredite finanziert werden. Die langfristige Verschuldung im Verhältnis zum Eigenkapital stieg. Die Gesellschaften wurden für Gewinneinbrüche oder für steigende Zinsen verwundbar. Infolgedessen waren sie gezwungen, zahlreiche Aktiva der neugekauften Gesellschaften sofort wieder zu verkaufen.

3. Entwicklung von alternativen Energiequellen

Durch die Ereignisse in der Ölkrise 1973 verstärkten die großen Ölgesellschaften ihr Engagement in alternativen Energiequellen, wie Kohle, Kernenergie, Ölschiefer, Teersande und Sonnenenergie. Wobei sie sich auf Forschungsprojekte konzentrierten. Dem enormen Kostenaufwand standen jedoch keine entsprechenden Aussichten auf Profite gegenüber, weshalb Anfang der 80er Jahre das Engagement der großen Ölgesellschaften in fast allen Bereichen zurückging.

3.1. Kohle

Kohle stellt die große Ausnahme dar. Viele der großen Ölgesellschaften besaßen schon vor 1973 Kohlereserven, die sie meist durch Kauf bestehender Unternehmen erwarben. Durch diese Aufkäufe besaßen die Ölgesellschaften Anfang der 70er Jahre 32,1 % der amerikanischen Kohleproduktion. Andere Ölgesellschaften kauften ebenfalls große Kohlereserven, begannen mit der Produktion jedoch erst Anfang der 80er Jahre (9). Nach 1973 erhöhte sich das Interesse der Ölgesellschaften an der Kohle. Der Anteil der Kohle am Primärenergieverbrauch jedoch stagnierte, da nur in der Eisen- und Stahlindustrie die Kohle nicht substituierbar war. Erst 1978 erfreute sich die Kohle eines Preisvorteils gegenüber dem Öl, woraufhin die Ölgesellschaften (Exxon, Texaco, Shell) den Kohleabbau forcierten. Bei BP belegten die Investitionen in Kohle 1978 den zweiten Rang hinter Öl. 1979 war BP der zweitgrößte private Kohleerzeuger. Nach dem zweiten Ölschock schraubten die Ölgesellschaften die Investitionen in die Kohle weiter nach oben.

Exxon und Gulf gelang es, ihre Produktion stetig zu steigern. Gulf belegte 1981 den 10. Rang, Exxon 1983 durch ein joint-venture mit Kolumbien (Gesamtkosten US-\$ 3 Mrd.) den 5. Rang der amerikanischen Kohleproduzenten. Chevron erwarb 1975 20 % von AMAX, einem der größten Mineralienproduzenten der Welt, und dadurch auch geringe Mengen an Kohlereserven. Diesen Anteil konnte Chevron jedoch nicht weiter ausbauen und somit diesen Sektor nie gewinnträchtig gestalten. Erst 1984 konnte Chevron durch den Erwerb der Pittsburg & Midway Coal Corp. (einer Tochter der Gulf) in die Kohleproduktion und -vermarktung einsteigen. Die Investitionen in neuester Zeit sind wieder rückläufig, jedoch nicht nur wegen der fallenden Ölpreise, sondern weil es nur in geringem Umfang gelang, den Kohlesektor technisch weiterzuentwickeln. Man erprobte die verschiedensten Arten der Kohleproduktion und -verarbeitung (insitu-Verfahren, Kohlevergasung, Kohleverflüssigung etc.), konnte dies jedoch nur selten gewinnbringend gestalten.

Eine Ausnahme war Texaco. Sie hatte sich schon Mitte der 70er Jahre auf die Kohleverflüssigung spezialisiert, zuerst in den USA. Als dieses System technisch ausgereift war, wurde 1986 eine entsprechende Anlage in der BRD in Betrieb genommen.

Zusammenfassend läßt sich festhalten, daß die Entwicklung im Kohlesektor noch lange nicht abgeschlossen ist und eine weitere Spezialisierung wohl notwendig sein wird. In welchem Umfang dies durchgeführt werden kann, hängt vor allem von der Entwicklung des Preises ab. Dieser ist vom Ölpreis nicht unabhängig. Zwischen 1981 und 1983 fiel der Weltmarktpreis für Kohle um 17,5 %, ungefähr genauso stark wie der Ölpreis.

3.2. Kernenergie

In die Kernenergie versuchten die Ölgesellschaften vor allem durch den Erwerb von Uranminen einzudringen. 1975 wurde die Produktion in Kanada, 1977 in den USA aufgenommen. Shell und Gulf versuchten durch die 1973 ins Leben gerufene, gemeinsame Tochtergesellschaft, General Atomic, die Forschungs- und Entwicklungsarbeit in den Bereichen Urananreicherung und Hochtemperaturreaktoren zu koordinieren und zu forcieren. 1974 traten schon die ersten Schwierigkeiten auf. Auftragsstornierungen folgten. In den späteren Jahren kamen Probleme mit den Kartellbehörden in den USA hinzu. Allgemein wurde die Entwicklung des Kernergiesektors durch die unklare politische Situation behindert. Nach einem Unfall auf Three Man Island, 1979, zogen sich die meisten Gesellschaften aus diesem Sektor zurück. General Atomic ging ganz in den Besitz von Gulf über und betrieb nur noch Forschungsarbeiten. 1982 wurden auch diese eingestellt. Die Uranminen wurden stillgelegt oder, wie in Kanada, an die Regierung abgetreten. Exxon baute als einzige Ölgesellschaft bis 1983 Uran ab. Die Exxon Nuclear Corp. wurde zum drittgrößten Lieferanten von Nuklearstrom in den USA. Dennoch verkaufte Exxon diese Tochter 1986 an die deutsche Siemens-Tochter KWU.

3.3. Sonstige Energiequellen

Die Ölgesellschaften versuchten auch in die Entwicklung anderer Energiequellen einzudringen, vor allem in die Entwicklung synthetischer Treibstoffe durch Ölschiefer oder Teersande, aber auch in den Bereich der „erneuerbaren Energien“, wie Geothermik oder Sonnenenergie.

Ölschiefer schien wegen der umfangreichen Reserven in den USA besonders interessant. Die Produktion erwies sich jedoch als zu kostspielig. Lediglich Shell, BP und Exxon verfügen über solch ausgereifte Technologien, daß sie bis heute synthetische Treibstoffe, wenn auch nur in geringen Mengen, in den USA herstellen. Exxon ist allerdings die einzige große Ölgesellschaft, die ihre Investitionen in diesem Bereich erhöhte. Die voraussichtlichen Ausgaben für ihre Anlage in Bayton (Col.) wurden 1984 auf 14 Mrd. US-\$ erhöht, im Vergleich zu 2 Mrd. US-\$, die bis zu diesem Zeitpunkt investiert waren.

Teersande werden durch besondere Verfahren seit 1978 nahezu ausschließlich in Kanada abgebaut (Athabasca tar sands project). Nahezu alle großen amerikanischen Ölgesellschaften sind an diesem Projekt beteiligt. Die Produktion von synthetischen Treibstoffen konnte hier stetig gesteigert werden (10). Bei Ölsanden und Ölschiefer dürfte jedoch eine rentable Produktion beim derzeitigen Ölpreis nie erreichbar sein.

Daneben sind die Umweltprobleme erheblich! Man benötigt ca. 2 Tonnen Teersande, um ein barrel synthetischer Treibstoffe herzustellen (11), der Rest ist Gesteinsabfall. Die Produktionsstätten bedrohen das ökologische Gleichgewicht ganzer Regionen (12).

Auch in die Bereiche Sonnenenergie und Geothermik drangen die Ölgesellschaften vor. Für die Errichtung riesiger Sonnenkollektoren wird viel Kupfer benötigt. Deshalb versuchten die Ölgesellschaften, sich an Kupferminen zu beteiligen, oder solche aufzukaufen. Der Weltmarktpreis für Kupfer blieb jedoch hinter den Erwartungen zurück.

Chevron ist der einzige Major, der seit 1978 durch geothermische Verfahren mit Erfolg etwas Energie produziert (13).

Allgemein ist seit 1983/84 — seit es Öl anscheinend im Überfluß und zu recht günstigen Preisen gibt — das Interesse der großen Ölgesellschaften an den Alternativen Energien merklich zurückgegangen.

III. Diversifizierung in den Nicht-Energiesektor

Nach der Krise von 1973 glaubten die Multis, sich nicht weiterhin als reine Energiekonzerne behaupten zu können. Mit dem Verlust eines entscheidenden Teils des upstream-Bereichs war die Phalanx der Sieben Schwestern endgültig gebrochen. Das weltweite Energiegeschäft wurde durch die weitgehende Abhängigkeit von der OPEC für politische Krisen äußerst anfällig. Deshalb bemühten sich die Konzerne um eine breite Streuung des Risikos durch Aktivitäten in energiefremden Bereichen.

1. Die Petrochemie

Ein traditioneller Bereich zur Diversifizierung bot sich für die Multis in der organischen Chemie, die auf die Verwendung von Kohlewasserstoffen beruht. Durch die Preissteigerungen für Rohöl nach 1973 erlangten die Ölkonzerne gegenüber den Chemieunternehmen einen Wettbewerbsvorteil (14). Dieser wurde genutzt durch den Aufkauf kleinerer Chemieunternehmen, wie der Colborne-Gruppe durch Shell (1974), oder Kewanee Industrie Inc. durch Gulf (1977). Die Ölkonzerne investierten dabei in eine ganze Palette verschiedener Projekte (von der Löschmittelproduktion bis hin zur Proteinherstellung oder Veterinärmedizin).

Nach ermutigenden Gewinnzuwächsen Anfang der 70er Jahre kam es zu ersten Einbrüchen Mitte des Jahrzehnts, die sich mit Ausnahme des zweiten Ölschocks (1979) bis Anfang der 80er Jahre weiter verschärften.

Mit Ausnahme von Exxon und Mobil gerieten alle Konzerne in die roten Zahlen trotz fortlaufender Bemühungen, unrentable Anlagen zu rationalisieren oder stillzulegen und sich zunehmend auf wenige profitable Produkte zu spezialisieren. Hauptursache dafür war, daß die Konzerne in einen äußerst engen Markt eindringen mußten (15), der bis 1973 von wenigen Chemiemultis kontrolliert worden war. Diese Unternehmen begannen, um die Rohstoffkosten zu senken, ihrerseits in Rohölförderstätten zu investieren. ICI (GB) erwarb einen Anteil von 19,25 % am Ninian-Feld in der Nordsee; Du Pont (USA) für 7,4 Mrd. US-\$ mit Conoco eine ganze Ölgesellschaft.

Durch diesen Konkurrenzkampf entstanden erhebliche Überkapazitäten. Verstärkt noch durch eine deutlich nachlassende Nachfrage, führte der einsetzende Preiszerfall zu schrumpfenden Erträgen bzw. steigenden Verlusten, und zwar stärker in Europa (Shell, BP) als in Amerika.

Dort war wegen der staatlich kontrollierten und festgelegten Höchstpreise für Gas und sogenanntes „altes“ (vor 1973 gefundenes) Öl die Rentabilität lange Zeit wesentlich höher als in Europa. Auch Naphta kostete in den USA 50 – 70 US-\$ pro Tonne weniger, und Äthylen sogar 100 US-\$ (16).

In neuester Zeit schlossen sich Chemie- und Ölmultis in joint-ventures zusammen, um diesen Konkurrenzdruck zu beseitigen. Dadurch gelang es den Chemiemultis, sich dauerhaft Rohstoffquellen zu sichern. Beispielsweise bildeten Bayer und BP die „Erdölchemie“, ICI und BP schlossen sich zu einem Raffinerie-joint-venture zusammen; BASF und Shell bauten das gemeinsame petrochemische Unternehmen ROW auf.

Die Ölkonzerne konnten ihrerseits durch den Abschluß langfristiger Verträge mit ihren Kontrahenten den Absatz von Basischemikalien sicherstellen. In der BRD beispielsweise haben sich Marathon Oil, Caltex und Exxon Rechte erworben, über 50 % ihres Äthylenoutputs an die drei deutschen Chemieriesen zu verkaufen. Es kam sogar zu ersten Marktaufteilungen, so der Fall des Verzichts der BP auf das PVC-Geschäft zugunsten der ICI, die dafür im Gegenzug ihren LDPE-(low density polyethylene)Markt in Großbritannien abtrat.

In dieser Phase machten die reinen Chemiegesellschaften höhere Gewinne, weil sie über eine größere Produktpalette verfügten. Es scheint somit fraglich, ob es den Ölgesellschaften gelingen kann, bei einem niedrigen Preis für Rohöl langfristig gegenüber den Chemiemultis wettbewerbsfähig zu bleiben.

2. Der Mineraliensektor

Die Ölgesellschaften haben eine technologische Nähe zur bergbaulichen Produktion. Wie Bergbaufirmen nutzen sie seismische Verfahren und bergbauliche Geräte, sowohl im Kohlebergbau, als auch bei der Erdölförderung. Deshalb verwundert zunächst, daß sich lediglich drei der großen „Sieben“ definitiv in diesem Sektor engagierten (17): Chevron, BP und Shell.

Schon 1970 erwarb Shell die Biliton-Gruppe, die im Laufe der Jahre ständig erweitert wurde. 1975 erwarb Chevron 20 % an AMAX. Sie konnte ihren Anteil je-

doch aufgrund Widerstandes in der Geschäftsführung von AMAX nicht weiter ausbauen. 1980 erwarb BP Selection Trust (18) und 1981 ihre Filiale Sohio eine der größten Bergbaufirmen der USA, Kennecott.

Keine der großen Ölgesellschaften entwickelte selbst bergbauliche Projekte oder fand gar neue Reserven. Jede kaufte sich in der Hoffnung auf hohe Gewinne in bestehende Unternehmen ein. Diese Erwartung wurde jedoch nicht erfüllt. Die Produktion von Metallen (Kupfer, Gold, Platin etc.) erforderte sehr hohe Investitionen. Die Entwicklung der Weltmarktpreise für metallische Produkte war nach 1982 so ungünstig, daß alle Konzerne hier keine weiteren Gewinne erwirtschaften konnten.

Nur durch massive Rationalisierungs- und Spezialisierungsanstrengungen gelang es den Ölgesellschaften im letzten Jahr, ihre Gewinnsituation zu verbessern. Dennoch mußten die Tätigkeiten eingeschränkt werden. So besitzt Chevron 1986 von ca. 40 Projekten Mitte der 70er Jahre gerade noch zwölf Projekte in vier Ländern.

3. Diversifizierung in branchenfremde Produkte

In all den bisher beschriebenen Fällen bewegten sich die Ölgesellschaften immer im weiten Rahmen des Energie- und Rohstoffmarktes. Einige Konzerne hofften sich allerdings zusätzlich von einem Vordringen in vollkommen fremde Geschäftsbereiche eine weitere Verbesserung der Risikostreuung. Auch hier war der Aufbau einer eigenen Organisation zeitraubend und kostspielig. Deshalb wurden Unternehmen kurzerhand aufgekauft. Als Beispiel wäre zu nennen der Erwerb von MarCor (Montgomery Ward, der 6. größten Einzelhandelskette und Container Corporation of America (CCA), der größten Papierverpackungsfirma der USA) durch Mobil, 1974 (19). Im folgenden Jahr verzichtete Mobil auf den Namen Öl in seiner Firmenbezeichnung und nannte sich in Mobil Corporation um. Die Ergebnisse von 1976 schienen dies zu rechtfertigen. Mit 124 Mio. US-\$ Gewinn erwirtschaftete MarCor 13 % des Nettoeinkommens der Gesellschaft. Später traten Probleme auf, denen selbst durch umfangreichste Umstrukturierungen nicht beizukommen war. Montgomery Ward vermag noch einen marginalen Gewinnbeitrag zu leisten, wurde aber 1987 wie CCA (1985) verkauft.

Ähnlich erging es Exxon, das einige kleine Unternehmen der Büroelektronik und einen Produzenten von Elektromotoren, Reliance Electric, für 1,2 Mrd. US-\$ erwarb. Diese erwiesen sich aber als wenig profitabel und fuhren in den 80er Jahren erhebliche Verluste ein. 1985 wurden eine Reihe dieser Aktiva wieder abgestoßen. 1986 folgte dann auch Reliance Electric (für 1,35 Mrd. US-\$).

Vom Wagenverkauf über Fleischverpackung bis hin zum Zirkus haben die großen Ölgesellschaften so ziemlich alles ausprobiert, jedoch ohne entscheidende Erfolge vorweisen zu können. Den hohen Kosten für Kauf, Modernisierung und Rationalisierung dieser Unternehmen folgten keine entsprechenden Gewinne. Dies ist wohl auch auf die unverhältnismäßig lange Rezession der Weltwirtschaft in den 70er und 80er Jahren zurückzuführen. Aber die Konzerne verfügten auch nur über sehr geringe Kenntnisse in diesen neuen Sektoren. Dies führte zu schlechtem Ma-

nagement. Alles in allem erweist sich der überwiegende Teil der Diversifizierungsversuche in branchenfremde Bereiche als teurer Fehlschlag.

IV. Die finanziellen Auswirkungen

Beide Ölkrisen nutzten den Konzernen insoweit, da ihre Gewinne ganz erheblich stiegen. 1972 – 1986 nahmen die Gewinne der Sieben Schwestern addiert um 227,8 % zu (15,1 % p.a.). Noch schneller stiegen aber die Investitionen für die Diversifizierungs- und Rückverlagerungsversuche, nämlich um 241,7 % (16,1 % p.a.), wobei zwischen den großen der sieben größten Ölgesellschaften (Exxon und Shell) und den schwächeren Konzernen unterschieden werden muß. Die schwächeren hofften über die Diversifizierungsstrategie zu den größeren aufschließen zu können und luden sich daher unverhältnismäßig hohe Kosten auf. Texaco ist die wohl am wenigsten diversifizierte Gesellschaft. Sie hat infolgedessen auch geringere Investitionslasten zu tragen. Mobil dagegen muß neben seinem starken Chemiesektor auch seine MarCor-Aktivitäten finanzieren. BP versuchte zudem seine traditionell schlechte upstream-Position nachhaltig zu verbessern.

Auch bei der Verschuldung gingen die Ölgesellschaften ein sehr unterschiedliches Risiko ein. Das Verhältnis von langfristiger Verschuldung zu eingesetztem Kapital (debt equity ratio = DER) ist bei fast allen Gesellschaften mittlerweile äußerst hoch. Allein Exxon, als der Marktführer, weist eine relativ niedrige und dabei gleichbleibende finanzielle Belastung auf. Beim Verhältnis von langfristiger Verschuldung zu Gewinn weisen die beiden europäischen Gesellschaften mit Abstand die schlechtesten Relationen auf. Dies rührt zum einen daher, daß beide in ihren Diversifizierungsversuchen in viel stärkerem Maße auf externe Finanzierungsquellen zurückgriffen. Zum anderen wurde Europa viel stärker als der US-Markt von Rezession und Überangebot betroffen. Gerade in den Bereichen Verarbeitung, Marketing und Chemie waren weit größere Anpassungsmaßnahmen notwendig, was zusätzliche Mittel verschlang.

Die ARAMCO-Partner mit ihrer immer noch starken upstream-Position verhielten sich ziemlich zurückhaltend. Sie hatten weiterhin Zugang zum billigen Öl des Mittleren Ostens und fühlten den existenzbedrohenden Machtverlust durch die Ölkrisen weit weniger stark als die übrigen Gesellschaften. So konzentrierten sie sich auf einige wirklich profitversprechende Projekte und waren äußerst vorsichtig beim Vorstoß in andere Energiearten oder die Nicht-Energiesektoren (20).

V. Gesamtbeurteilung der Strategie

Die geographische Rückverlagerung in andere Förderregionen war zweifellos ein Erfolg, wenn auch nur zeitlich befristet. Die Konzerne konnten sich aus der einseitigen Abhängigkeit vom OPEC-Öl befreien. Allerdings verfügt dieses Kartell immer noch über die größten Ölreserven der Welt. Die allmähliche Erschöpfung der Reserven in den neuen Regionen, verknüpft mit einem stark gesunkenen Preis

seit Ende 1985, der neue Explorationen und verfeinerte Fördertechniken zunehmend unrentable macht, läßt eine Umkehr der Rückverlagerung erwarten.

Den Diversifizierungsversuchen war noch weniger Erfolg beschieden. Sämtliche Projekte glichen eher Versuchsballons, als wirklichen Verlagerungen der Aktivitäten. Überall kauften sich die Konzerne ein, engagierten sich eine Zeitlang und scheiterten an der geringen Rentabilität und an den schlechten Zukunftsaussichten. Die Aktivitäten schliefen ein, ohne allerdings völlig abgestoßen zu werden. Die Konzerne wollen immer einen Fuß in der Tür haben, sollte sich die Marktlage plötzlich ändern. So gehören die Konzerne zwar zu den größten Besitzern von Reserven (bei Kohle, Ölschiefer, Ölsanden, Uran und anderen Mineralien), nicht aber auch zu den größten Produzenten. Selbst bei Erdgas wurden die Produktionsmöglichkeiten bei weitem nicht ausgeschöpft. Immer in der Hoffnung auf zukünftige Preissteigerungen. Der einzige Bereich, in dem die Diversifizierung einigermaßen gelang, ist die Chemie. Sie blieb auch während der ganzen Zeit die einzige Sparte, die einen nennenswerten Beitrag zum Gesamtgewinn leisten konnte.

Tabelle 1: Gewinnanteile der einzelnen Sparten (nach Gesellschaften)

		Öl und Gas	Chemie	Sonstiges
Exxon	1976	99,1	9,4	— 8,5
	1980	101,3	— 0,7	— 0,6
	1986	93,0	8,7	— 1,4
Texaco	1976	90,6	9,4	—
	1980	96,2	3,5	0,3
	1986	92,6	4,5	2,9
Gulf	1976	94,1	7,9	— 2,2
	1980	98,3	5,1	— 3,4
	1986	/	/	/
Chevron	1976	94,1	5,9	—
	1980	98,4	1,6	—
	1986	86,1	10,2	3,7
Shell	1976	91,3	11	— 2,3
	1980	101,3	— 0,7	— 0,6
	1986	85,4	15,8	— 1,3
BP	1976	—	—	—
	1980	113,3	— 15,2	1,9
	1986	84,5	9,2	6,3
Mobil	1976	80,5	7,7	11,8
	1980	99,1	4,0	— 3,1
	1986	89,6	5,9	4,5

Quelle: Geschäftsberichte

Daß es den meisten Gesellschaften in neuester Zeit doch gelang, auch unter „Sonstigem“ Gewinn zu erwirtschaften, ist auf die großen Rationalisierungsmaßnahmen der letzten Jahre zurückzuführen. Jedoch bleibt der Gewinnanteil selbst bei Mobil und BP sehr klein.

Ob der Positionsverlust im Ölsektor kompensiert werden kann, scheint äußerst zweifelhaft. Tabelle 1 zeigt, daß Erdöl weiterhin der dominierende Unternehmensbereich bleibt. Vergleicht man dieses Ergebnis mit den Investitionsvolumen in anderen Bereichen und den damit verbundenen finanziellen Belastungen, so kommen doch erhebliche Zweifel auf, ob die Strategie auch erfolgreich umgesetzt werden konnte. Seit der ersten Ölkrise sind die Konzerne unsicher. Aus dieser Unsicherheit ergeben sich kostspielige Fehlkalkulationen, die den Ölkonzernen in naher Zukunft noch teuer zu stehen kommen könnten.

VI. Konkurrenzdruck durch die ölproduzierenden Länder

In den ölproduzierenden Ländern entstand seit den Ölkrisen in Form von Staatsunternehmen oder staatlich weitgehend beeinflussten Unternehmen ein äußerst starker Gegenpol für die Konzerne. Diese haben in den letzten Jahren in allen wesentlichen Geschäftsbereichen ihre Marktanteile kräftig ausweiten können.

Zu nennen wäre zunächst einmal die Ausdehnung von Staatsunternehmen der OPEC im Öltransport. Nachdem durch die Ölkrise und den Iran/Irak-Krieg die Schiffrouten für Tanker immer unsicherer wurden, sind die OPEC-Länder zunehmend in diesen Geschäftsbereich eingedrungen. Die Kuwait Oil Tanker's Co. hatte bereits 1981 13 Schiffe mit insgesamt 1,2 Mio. dwt bestellt, um in naher Zukunft 70 % des Rohöls und 40 % der Rohölprodukte in eigener Regie zu transportieren. Auch Saudi-Arabien hat sich eine eigene Flotte zugelegt, mit der es 40 % der Exporte selbst durchführen will. Daneben existiert noch die Arab Maritime Petroleum Transport Co., mit 2,2 Mio. dwt (21). Häufig verlangen die Länder Aufschläge auf den Ölpreis, wenn der Transport nicht über die eigenen Schifffahrtslinien erfolgt. Dies verschafft ihnen erhebliche Konkurrenzvorteile.

Der eigentliche Schwerpunkt der Bemühungen der OPEC-Staaten, ihre Wirtschaft zu diversifizieren, liegt im Raffinerie- und Chemiebereich. Hier bieten Anlagen eine der wenigen Möglichkeiten, Industrialisierungsprojekte wirtschaftlich durchzuführen, weil Erdöl der entscheidende Rohstoff und angesichts der auf dem Weltmarkt durchgesetzten Preise ein dominierender Kostenfaktor ist. Die OPEC-Länder haben gegenüber den Großkonzernen auf dem Weltmarkt folgenden entscheidenden Wettbewerbsvorteil: sie haben den Rohstoff Öl durch ein Monopol auf die Grenzkosten in anderen Regionen angehoben, können aber ihre eigenen Raffinerie- und Chemieanlagen mit Rohstoff zu ihren eigenen, niedrigeren Einstandskosten versorgen. Ein großer Teil der Raffinerien, die die Multis in den OPEC-Staaten aufgebaut hatten, wurden im Laufe der ersten Ölkrise verstaatlicht oder aufgekauft. Diejenigen, die sich immer noch im Besitz der Multis befinden, arbeiten meist unter vertraglicher Kontrolle der Regierungen und sind an Preis- und Gebührenabkommen gebunden. Damit und durch die Errichtung neuer Anla-

gen gelang es dem Kartell der OPEC, seinen Anteil an der Weltraffinerierungskapazität von 0,7 % 1960 auf 6,6 % 1982 zu erhöhen (22).

Eine ähnliche Strategie verfolgten die OPEC-Länder auch im Bereich der Petrochemie. Bis Anfang der 70er Jahre waren petrochemische Anlagen in Entwicklungsländern weitgehend unbekannt. Gestützt auf billigere Rohstoffe, begannen sich die Gas und Öl produzierenden Länder vor allem seit 1975, in der Petrochemie zu engagieren. Dies trug mit zu weltweiten Überkapazitäten bei. Aufgrund der Anpassungsmaßnahmen der Konzerne Anfang der 80er Jahre nahm der Anteil der Projekte, die in den industrialisierten Ländern geplant sind, im Vergleich zu Projekten in den Produzenten- und Schwellenländern deutlich ab. 1985 und 1986 hatte allein die OPEC eine größere Anzahl petrochemischer Vorhaben als die USA und Westeuropa zusammen. Bis 1980 hatte der Mittlere Osten schon einen Anteil von 6,5 % an der Weltmarktproduktion. Man schätzt, daß sein Marktanteil für die unterschiedlichen Grundchemikalien Ende des Jahrzehnts zwischen 5 — 11 % liegen wird (23). Voraussetzung dafür ist aber, daß die Länder wirklich konkurrenzfähig werden. Dem Rohstoffvorteil stehen nämlich andere Kostenfaktoren gegenüber. So fallen Transportkosten in Höhe von 20 — 40 % der Produktionskosten an. Außerdem liegen die Investitionskosten um 50 — 110 % höher als beispielsweise an der amerikanischen Golfküste, da die Infrastruktur unzureichend ist und Material und Arbeitskräfte importiert werden müssen. Schließlich erhöhen sich die Aufwendungen mit steigendem Spezialisierungsgrad, so daß ein wirklicher Kostenvorteil nur in der Grundstoffchemie besteht. Die Durchführung mehrerer Projekte erlaubt jedoch die Erzielung von größeren Ersparnissen im Laufe der Zeit. Zudem wird angenommen, daß erheblicher Kalkulationsspielraum vorhanden ist, da Staatsbetriebe in den Entwicklungsländern grundsätzlich eine andere Strategie verfolgen, als Privatkonzerne. Privatkonzerne müssen im Durchschnitt eine Profitrate von 25 % veranschlagen können, während die subventionierten Projekte in den Entwicklungsländern über längere Phasen hinweg auch mit Verlust betrieben werden können, insbesondere wenn eine Rohstoffrente zu ihrer Finanzierung vorhanden ist. Umso mehr diese neuen Konkurrenten auf die Märkte der Industrienationen drängen, desto größer wird die Tendenz, protektionistische Mauern zum Schutz der eigenen Industrie und damit vor allem auch der Multis weiter zu erhöhen. Sollte es dem OPEC-Kartell aber wirklich gelingen, seine alte Machtposition wiederzugewinnen, dann könnte die Erste Welt mittels der Ölwanne zum Öffnen der Märkte gezwungen werden. Eigentlich gefährlich wird dieses scheinbar unaufhaltsame Vordringen im downstream-Sektor erst in Verbindung mit den höchst expansiven Auslandsaktivitäten der Staatsunternehmen der OPEC. Die Ölkonzerne konnten die Ölkrise nur deshalb relativ unbeschadet überstehen, weil sie über eine äußerst starke Stellung und gute Verteilernetze in den Hauptabsatzgebieten verfügten. Die Produzentenländer konnten auf die Ölkonzerne nicht verzichten, da sie diese sowohl als Technologielieferanten, als auch als Marketingagenten benötigten. Da sich diese Technologielücke über joint-ventures zusehends verringert, wagten sich die Staatsunternehmen der OPEC in den letzten Jahren verstärkt in die Industrieländer vor. So erwarb die venezolanische PDVSA 1982 50 % der deutschen Ruhröl und wurde damit zum Miteigentümer des Raffinerungs- und

Petrochemiekomplexes der VEBA. Eine noch aggressivere Strategie verfolgte die 1980 gegründete Kuwait Petroleum Co. (KPC). Sie hat einen Großteil der europäischen Aktiva und Gulf aufgekauft (24). Sie hat ansehnliche Verteilernetze in sechs Ländern, mit Marktanteilen zwischen 2,5 % (Niederlande) und 14 % (Belgien). Sie hält einen 24 %-Anteil an Hoechst und in BP und ist seit Anfang 1982 über zwei Gesellschaften sogar im internationalen Explorationsgeschäft vertreten, vor allem in der Nordsee und den USA.

Auch andere Staatsgesellschaften sind in den Industrienationen präsent. Irans NIOC ist mit BP an zwei Explorationsprojekten in der Nordsee beteiligt, die mexikanische PEMEX ist seit 1984 über eine 34 %-Beteiligung im spanischen Raffineriemarkt vertreten und Indonesiens PERTAMINA besitzt kleinere Verkaufsorganisationen in Japan und an der Westküste der USA (25). Selbst Saudi-Arabien beginnt neuerdings damit, die ARAMCO zu einer nationalen Ölgesellschaft umzuorganisieren. Es möchte eigene Vertriebs- und Raffinerienetze vor allem in den USA und Westeuropa einrichten. Sie verhandelt mit Texaco über den Kauf eines 50 %-Anteils an den Raffinerie- und Vertriebsnetzen der Texaco. Auch wäre Saudi-Arabien nicht abgeneigt, mit den restlichen ehemaligen ARAMCO-Partnern (Exxon, Mobil) joint-ventures einzugehen (26). Mit diesem Schritt würde auch die letzte Bastion der ehemaligen Herrscher über das schwarze Gold, die ARAMCO, fallen.

Die OPEC-Staatsgesellschaften bringen die „alten“ Multis durch diese Strategie in ganz erhebliche Bedrängnis, indem sie ihnen in allen traditionellen Bereichen fortlaufend Marktanteile entziehen. Für die Konzerne stellt sich die Frage, ob sie diesem immensen Druck längerfristig standhalten und sich am Weltmarkt behaupten können. Sollte der bisherige Trend aber anhalten, werden die Multis selbst durch großangelegte Anpassungsvorhaben, welche immer nur die Form von Schrumpfungsprozessen annehmen können, nicht vermeiden können, ihre Stellung in der Welterdölindustrie noch weiter einzubüßen.

ANMERKUNGEN

- (1) Geschäftsberichte, OPEC-Annual statistical bulletin.
- (2) Luciani, Giacomo, *International Oil Companies and the Arab World*, New York, London 1984, S. 129.
- (3) Sekundäre Fördermethoden: Gas- und Wasserinjektion; tertiäre Fördermethoden: Es wurden bisher vier unterschiedliche Methoden getestet (Miscible flooden: LPG, Naphta oder Kerosin werden zuerst in die Bohrlöcher eingeführt, anschließend folgt Wasser; Micellar-Polymer flooding: die Injektion von wasserartigen Lösungen aus reinigenden Polymeren; Carbon-Dioxid flooding: die Injektion von Gas unter Hochdruck; Insitu Combustion: Dampf- und Druckerzeugung durch Verbrennen eines Teiles des Öls im Bohrloch). Vgl.: Jenkins, G., *Oil Economist Handbook* 4th edition, 1986, S. 432 bzw. S. 469.
- (4) Flavin, Christopher, *World Oil: Coping with the Dangers of Success*, World-Watch Paper 66, July 1985, S. 27 ff.
- (5) *Petroleum Economist*, 2/82, S. 62.
- (6) BP Statistical Review 1982.
- (7) Mikdashi, Zuhayr, *Transnational Oil, Issues, Policies and Perspectives*, Frances Pinter, London 1986, S. 134.

- (8) Gulf wurde beispielsweise stark von T. Boone Pickens (Mesa Petroleum) bedrängt, der kontinuierlich Aktien aufkaufte, und erhebliche Forderungen an die Konzernleitung stellte. Einen freundlicher gesonnenen Partner fand Gulf schließlich in Chevron, die einen Preis bezahlte, der weit über dem aktuellen Börsenstand lag (vgl. *Der Spiegel*, 11/84).
- (9) Mobil z.B. erwirbt 1978 Mt. Olive & Staunton Coal, beginnt mit der Produktion von Kohle jedoch erst 1982.
- (10) Produktion von synthetischen Treibstoffen der Gulf (in Mio. b/d): 1979: 6800, 1980: 9600; 1981: 9300; 1982: 6300; 1983: 8300, die Schwankungen in der Produktion resultieren aus Änderungen an den Gesamtanteilen in diesem Projekt. 1981 verringerte die kanadische Regierung den Anteil Gulf's von 13,4 % auf 9 % (vgl. Geschäftsbericht Gulf 1981).
- (11) Gulf Geschäftsbericht 1973.
- (12) Vgl. Hedley, Don, *World Energy: The Facts and the Future*, 2nd ed., Facts on File Publications, New York, Oxford 1986, S. 162: „The projects must generally be gigantic to be cost effective, e.g. with tar sands and oil shale, surface mining is the most economical method of recovery. A single operation might be three miles long and half a mile wide and crawl across the landscape at about 700 feet a year, digging up the shale or sand (...).“
- (13) Chevron besitzt ein großes Projekt in Californien.
- (14) Fayad, M., Motamen, H., *The economics of petrochemical industrie*, London, Pinter 1986, S. 3: da der Anteil der Grundstoffkosten bei einigen chemischen Produkten bei 70 – 80 % der Gesamtkosten liegt.
- (15) Fayad/Motamen 1986, op. cit., S. 15, Auf Nordamerika, Westeuropa und Japan konzentrieren sich 80 % der Weltproduktion und 75 % des Weltverbrauchs.
- (16) *Petroleum Economist*; Juli 1981, S. 285.
- (17) Texaco, Exxon, Mobil und Gulf verfügen und verfügten über, wenn, dann nur marginale Mineralienreserven und diese meist nur durch Abfallprodukte aus ihren Uran- bzw. Kohleminen.
- (18) 1975/76 10. größter, 1978/79 8. größter und 1980/81 schon 7. größter Mineralienproduzent der Welt (siehe: *The Times* 1000, jeweilige Jahrgänge, Tabelle: Mining Finance).
- (19) Mikdashi Zuhayr 1986, op. cit., S. 14. MarCor kostete Mobil rund 1,7 Mrd. US-\$.
- (20) Mobil scheint hier mit seinen MarCor-Aktivitäten eine Ausnahme zu bilden, war aber zur Zeit des Aufkaufes immerhin der deutlich schwächste der vier ARAMCO-Partner, mit einem Anteil von lediglich 10 %.
- (21) Fesharaki, F., Isaak, D. T., *OPEC, the Gulf and the World Petroleum Market: a study of government policy and downstream operations*, London, Croom Helm 1983, S. 158 f.
- (22) *OPEC-bulletin* 8/1983, S. 21.
- (23) Fayad/Motamen 1986, op. cit., S. 110 f.
- (24) Damit verfügt sie über eine Raffineriekapazität von 140.000 b/d und etwa 300 Tankstellen.
- (25) *OPEC-Bulletin* 6/1985, S. 9 ff.
- (26) *The New York Times*, 25.02.1988.

Frank Sader und Susanne Wucher, Universität Konstanz, FG Politikwissenschaft, Universitätsstraße 10, D-7750 Konstanz