

Müller, Wolfgang; Stern, Thomas

Working Paper

Die Praxis argentinischer Petroleumverträge unter besonderer Berücksichtigung rechtsschutzrelevanter Klauseln

Diskussionsbeiträge - Serie II, No. 70

Provided in Cooperation with:

Department of Economics, University of Konstanz

Suggested Citation: Müller, Wolfgang; Stern, Thomas (1988) : Die Praxis argentinischer Petroleumverträge unter besonderer Berücksichtigung rechtsschutzrelevanter Klauseln, Diskussionsbeiträge - Serie II, No. 70, Universität Konstanz, Sonderforschungsbereich 178 - Internationalisierung der Wirtschaft, Konstanz

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/101783>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

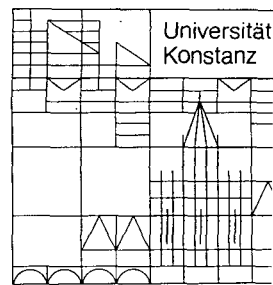
Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Sonderforschungsbereich 178
„Internationalisierung der Wirtschaft“

Diskussionsbeiträge



Juristische
Fakultät

Fakultät für Wirtschafts-
wissenschaften und Statistik

Wolfgang Müller
Thomas Stern

Die Praxis
argentinischer Petroleumverträge
unter besonderer Berücksichtigung
rechtsschutzrelevanter Klauseln

323 288 88X

**DIE PRAXIS ARGENTINISCHER PETROLEUMVERTRÄGE UNTER BESONDERER
BERÜCKSICHTIGUNG RECHTSSCHUTZRELEVANTER KLAUSELN**

von *Wolfgang Müller* und *Thomas Stern**

Serie II - Nr. 70

Ag 3302 / 88
Weltwirtschaft
für Kiel

Juli 1988

C 156570

* Die Verfasser sind Assessoren und wissenschaftliche Mitarbeiter im Sonderforschungsbereich 178 "Internationalisierung der Wirtschaft", Teilprojekt C4 "Rechtsschutz von Auslandsinvestitionen" (Leiter: *Prof. Dr. Karl F. Kreuzer*), an der Universität Konstanz.

Die Forschungsarbeit für diesen Beitrag wurde von der Deutschen Forschungsgemeinschaft unterstützt. Wir danken unserer Kollegin Frau Assessorin *Karin Ambrosch* für die kritische Durchsicht des Manuskripts und unserem Kollegen Herrn Assessor *Matthias Cremer* für die konstruktiven Beiträge.

INHALTSÜBERSICHT

- A Die argentinische Ölindustrie
- B Die rechtlichen Rahmenbedingungen einer Investition auf dem
Petroleumsektor
- C Analyse der Vertragspraxis
 - C I Empirische Grundlage
 - C II Grundstruktur der Verträge
 - C III Fiscal Package
 - 1) Bedeutung und Funktion des Fiscal Package
 - 2) Die Frondizi-Verträge
 - 3) Die Risk service-Verträge seit 1978
 - 4) Die Petroleumverträge seit 1985
 - C IV Organisation der institutionalisierten Kooperation der Vertragspartner
 - 1) Formen der institutionalisierten Kooperation zwischen *Y.P.F.* und
Investor außerhalb eines Gemeinschaftsunternehmens
 - 2) Gemeinschaftsunternehmen in argentinischen Petroleumverträgen
 - C V Rechtswahlklauseln
 - C VI Vertragsausfüllende Bestimmungen

C VII Versteinerung des Vertragsordnung

- 1) Umfang der Versteinerung der Vertragsordnung
- 2) Sicherung des Investors bei fehlender Versteinerung

C VIII Mechanismen zur Anpassung des Vertrages an eine Veränderung der Umweltbedingungen

- 1) Force Majeure-Klauseln
- 2) Neuverhandlungsklauseln

C IX Voraussetzungen und Rechtsfolgen des Vertragsbruchs

C X Streiterledigung

- 1) Conflict Screening
- 2) Gerichtsstandsvereinbarungen
- 3) Schiedsgerichtsabreden

D Schlußbemerkung

EINLEITUNG

Obwohl Argentinien mit einer jährlichen Fördermenge von ca. 22. Mio Tonnen (1987),¹ entsprechend etwa 0,9% der Weltölproduktion, nur an zwanzigster Stelle der Petroleumproduzenten steht, ist das Land in jüngster Vergangenheit wegen seiner Ölvorkommen in die Schlagzeilen gelangt.²

Grund für diese Berichterstattung war der Förderungsbeginn aus einem bedeutenden Erdöl- und Erdgasfund im "südlichsten Bohrfeld" der Welt vor der Ostküste Feuerlands, 300 km nördlich von Kap Hoorn. Im Jahre 1978 hatte ein deutsch-französisch-argentinisches Konsortium, bestehend aus der Deminex-Deutsche Erdölversorgungsgesellschaft mbH (37,5%), der Total (37,5%) und der Bidas (25%), die Bohrrechte in einem fast 1000 Quadratkilometer großen Gebiet (Hidra-Feld) erworben. Der mit dem staatlichen argentinischen Erdölkonzern *Yacimientos Petroliferos Fiscales del Estado (Y.P.F.)* abgeschlossene Dienstleistungsvertrag (sog. Service Contract) sieht vor, daß die Konsortialfirmen im Falle des Fündigwerdens für das Öl mit 64,5 bis 80% und für das Gas mit 27 bis 35% des internationalen Erdölpreises in US-\$ entschädigt werden.³ Nachdem das Konsortium bereits für die Exploration US-\$ 175 Mio. aufgewendet hat, sind für die Ausbeutung weitere Investitionen in Höhe von US-\$ 220 Mio., die überwiegend durch Kredite finanziert werden,⁴ zu erwarten. Inzwischen sind 50% des Gebietes vertragsgemäß zurückgegeben worden und die Erdöl- und Erdgassuche konzentriert sich für die Zukunft auf elf vielversprechende Felder. Die alleine im Hidra-Feld nachgewiesenen Reserven⁵ von mindestens

¹ UN, Monthly Bulletin of Statistics, Feb. 1988, p. 37. Die Tabelle zeigt, daß die argentinische Erdölförderung seit 1980 (Förderung 25,7 Mio t) eine leicht sinkende Tendenz aufweist.

² So z.B. *FAZ* v. 19. 4. 1988, p. 15: "Öl und Gas von Kap Hoorn"; *FAZ*, Blick durch die Wirtschaft, 9. 4. 1987: "Vor Feuerland wird nach Öl gebohrt."

³ Siehe *Oil & Gas Journal*, Oct. 19, 1987, p. 19.

⁴ Wichtige Bestandteile der Finanzierung sind ein Darlehen der International Finance Corporation (IFC) in Höhe von US-\$ 80 Mio. sowie Kredite der Citibank, Dresdner Bank und Crédit Lyonnais in Höhe von US-\$ 125 Mio. US-\$ 45 Mio. sollen als Lieferantenkredite hinzukommen (vgl. *FAZ*, Blick durch die Wirtschaft, 9.4.1987: "Vor Feuerland wird nach Öl gebohrt"; dto. *Oil & Gas Journal*, March 16, 1987, p. 34).

⁵ Unter nachgewiesenen Reserven (sog. *proved reserves*) versteht man diejenigen Mengen, die nach geologischer und technischer Analyse zu den gegenwärtigen wirtschaftlichen und Betriebsbedingungen mit hinreichender Sicherheit aus bekannten Feldern ausgebeutet werden können (vgl. *BP* (1988) p. 2).

7,3 Mio. Kubikmetern (oder 40 Mio. Faß bzw. 6,3 Mio. Tonnen) leichten Erdöls⁶ und die im Feld Ara nachgewiesenen Reserven von 15 Mio. Kubikmetern Gas sind bereits groß genug für einen wirtschaftlichen Abbau. Diese Mengen entsprechen 2 bis 6% der nachgewiesenen argentinischen Reserven an Erdöl.⁷

Nachdem die als "Operator" arbeitende französische Total-Gruppe bei 35 niedergebrachten Bohrungen 30mal fündig geworden ist, halten es Experten für durchaus möglich, daß vor Feuerland noch weitere interessante Ölfelder zu finden sind. Vor diesem Hintergrund mutet die Erklärung des inzwischen abgelösten Staatssekretärs für Energiewesen, Jorge *Lapeña*, es handele sich um den "wichtigsten argentinischen Erdgas- und Ölfund in diesem Jahrzehnt", der die Reserven des Landes (Ende 1987: 300 Mio. Tonnen Erdöl, 0,7 Trillionen Kubikmeter Erdgas)⁸ "um 25% erhöht habe", möglicherweise doch realistisch an.⁹ Dies hätte zudem eine erhebliche Erhöhung des sog. R/P-Faktors¹⁰, der momentan für Argentinien bei 14.7 liegt, zur Folge.¹¹

Zwar handelt es sich bei dem Fund auch im Falle günstiger Betrachtungsweise um, im Weltmaßstab gesehen, relativ geringe Mengen, doch kann die Ölförderung vor Feuerland unter zwei Aspekten Auswirkungen auf die deutsche Energiepolitik haben. Zum einen wird erwartet, daß Argentinien, nachdem es 1987 für US-\$ 170 Mio. Erdöl importiert hat, im nächsten Jahrzehnt wieder zu einem Erdölexporteur werden wird¹² und damit die Voraussetzungen für eine Aufhebung des in Art. 6 des "Gesetzes betreffend die Kohlen-

⁶ Der Öltechniker Michel *Contie* (Total) schätzt die Reserven in seinem Artikel "Oil field off Tierra del Fuego under development" optimistisch auf 21.3 Mio. Kubikmeter (vgl. *Oil & Gas Journal*, Nov. 16, 1987, p. 36).

⁷ Grundlage für diese Berechnung sind die Daten zu den nachgewiesenen Erdölreserven in: *BP* (1988), p. 2; siehe auch *Oil & Gas Journal*, Dec. 28, 1987, p. 39.

⁸ *BP* (1988), p. 2, 20. Nach *Nehring* betragen die nachgewiesenen Reserven dagegen mehr als 700 Mio. Tonnen (vgl. *Mikesell* (1984), p. 13).

⁹ Zitiert in: "Öl und Gas vom Kap Hoorn", *FAZ* v. 19. 4. 1988, p. 15.

¹⁰ Der R/P-Faktor errechnet sich aus den am Ende eines Jahres verbleibenden Reserven dividiert durch die Jahresproduktion und bezeichnet somit den Zeitraum, bis die gegenwärtigen Reserven bei einer unveränderten Produktion verbraucht sein werden. R/P 14.4 bedeutet demnach, daß die nachgewiesenen Reserven in 14.4 Jahren verbraucht sein werden.

¹¹ Die Angabe bezieht sich auf Ende 1986 (vgl. *BP* (1988), p. 2).

¹² Im Jahre 1985 hatte Argentinien noch für ca. 640 Mio. US-\$ Öl exportiert! (Quelle: *FAZ* vom 19. 4. 1988, p. 15; vgl. auch *FAZ*, Blick durch die Wirtschaft, 9. 4. 1987: "Vor Feuerland wird nach Öl gebohrt".

wasserstoffe No. 17319 von 1967" festgeschriebenen Exportverbots erfüllt werden.¹³ Zum anderen könnte sich die Regierung wegen der denkbar schlechten Devisensituation veranlaßt sehen, unter "bestimmten Voraussetzungen" einer Bezahlung des Konsortiums in Öl statt in US-\$ zuzustimmen. Eine Option auf die Bezahlung in Öl ist unter diesen beiden genannten Voraussetzungen im Dienstleistungsvertrag der *Y.P.F.* mit dem Konsortium in Art. 14 ausdrücklich vorgesehen. Ein argentinischer Beitrag zur deutschen Energiebilanz in absehbarer Zukunft erscheint unter diesen Gesichtspunkten nicht unwahrscheinlich.

A DIE ENTWICKLUNG DER ARGENTINISCHEN ÖLINDUSTRIE UND INVESTITIONSPOLITIK

Die Geschichte der argentinischen Petroleumindustrie geht bis auf das Jahr 1865 zurück, als im Norden in der Provinz Jujuy die ersten Probebohrungen niedergebracht wurden.¹⁴ Diese blieben jedoch ebenso wie weitere Versuche während der nächsten vier Jahrzehnte erfolglos, ehe am 13. Dezember 1907 in der Nähe der Hafenstadt Comodoro Rivadavia (Provinz Chubut) eine größere Ölquelle entdeckt wurde. Unmittelbar danach erließ der damalige Präsident *Alcorta* ein Decree, nach dem ein Gebiet von 200 000 Hektar in der Umgebung von Comodoro Rivadavia für den Staat reserviert wurde und demnach Schürfrechte oder Explorationsgenehmigungen für Privatpersonen nicht erhältlich waren.¹⁵ Dieser legislative Akt bildete den Startpunkt für eine Erdölpolitik, welche - entsprechend der politischen Instabilität des Landes - im Laufe der Zeit mehrfachen Richtungsänderungen unterlag, die ihre Wurzeln vielfach im Emotionellen hatten.¹⁶

Zunächst blieb die Erdölproduktion, abgesehen von einigen wenigen Schürfrechten, in staatlicher Hand und wurde von der *Compañía Nacional de Petróleo (CNP)* verwaltet. Im ersten Jahrzehnt der Förderung (1907 - 1916) wurden immerhin ca. 300 000 Kubikmeter

¹³ Im folgenden zitiert als **Hydrocarbons Law No. 17.319/67**. Vgl. dort Art. 6; der Text des Gesetzes ist abgedruckt in englischer Fassung in *Barrows, South America, Supplement XIV*, p. 170 ff.

¹⁴ *Randall* (1978), p. 192.

¹⁵ *Frondizi* (1955), p. 44 f.

¹⁶ *Henggeler* (1974), p. 243.

Petroleum produziert.¹⁷ Nachdem als Folge des 1. Weltkrieges das Volumen der Mineralölimporte zurückgegangen war, versuchte die Regierung die Erdölexploration vermehrt zu fördern, doch stellte der Kongress unter dem Einfluß der Radikalen-Partei keine Mittel zur Verfügung.¹⁸ Daraufhin wurden 1920 die bestehenden Bergbaugesetze geändert und private Schürfer konnten Abbaurechte erwerben. Um die staatlichen Interessen in diesem Wettbewerb zu vertreten, wurde 1923 die *Y.P.F.* gegründet, die älteste staatliche Erdölgesellschaft der Erde.¹⁹ Infolge des sich auf dem Markt für Öl und Derivate entwickelnden Preiskampfes verstärkte sich die Position der privaten Gesellschaften, insbesondere von Shell, Astra und Standard Oil of New Jersey.²⁰ Schließlich wurde am 17. September 1928 im sogenannten "Achnacarry Accord" der Marktanteil der ausländischen Ölfirmen und von *Y.P.F.* bis 1937 folgendermaßen festgelegt: Standard Oil: 45,79%; Royal Dutch Shell: 27,65%; *Y.P.F.*: 14,63%; sonstige, meist britische Firmen: 11,93%.²¹

Mittlerweile waren in den Provinzen Neuquén (1918) und Salta (1928) sowie Mendoza (1932)²² weitere bedeutende Vorkommen erschlossen worden, die eine Neuaufteilung des Marktes zwischen den privaten Gesellschaften und *Y.P.F.*, die jetzt auch offiziell die staatliche Erdölpolitik vertrat²³, notwendig machte. Diese Abmachung wurde am 28. Juni 1937 getroffen und hatte eine Laufzeit von 10 Jahren.²⁴ Gleichwohl erhöhte sich der ursprüngliche Marktanteil von *Y.P.F.* während des 2. Weltkrieges und der damit verbundenen Importschwierigkeiten von 38% im Jahre 1939 auf 68% im Jahre 1943.²⁵

Nach dem 2. Weltkrieg stellten die Vereinigten Staaten praktisch die einzige Quelle für Bohrausrüstungen dar und waren gezwungen, ihre Exporte von Ausrüstungsgegenständen

¹⁷ *Randall* (1978), p. 194.

¹⁸ *Randall* (1978), p. 197.

¹⁹ Der *Y.P.F.* wurde dabei das Recht zuerkannt in allen Bereichen des Ölgeschäfts, d. h. von Exploration über Transport bis zum Marketing tätig zu werden. Zur Ausführung dieser Rechte erhielt die *Y.P.F.* von der Regierung bestimmte Gebiete, sog. "state reserves" und eine gewisse Kapitalausstattung (vgl. hierzu *Fronidizi* (1955), p. 154; *Mikesell* (1984), p. 92 ff.).

²⁰ Vgl. *Randall* (1978), p. 198. Der Anteil der privaten Gesellschaften an der argentinischen Produktion betrug 1934 ca. 60% (*Mikesell* (1984), p. 93).

²¹ *Fronidizi* (1955), p. 233, 276.

²² Vgl. *Oil & Gas Journal*, Dec. 22/29, 1986, p. 43.

²³ Vgl. Law No. 11668 v. 1932.

²⁴ *Randall* (1978), p. 202.

²⁵ *Randall* (1978), p. 202.

zu reglementieren. Die für diese Zwecke ins Leben gerufene "Petroleum Administration for Defense" (PAD) entwickelte ein Prioritätensystem²⁶, nach dem Argentinien lediglich in die letzte Sparte fiel und demzufolge bis 1953 kaum Ausrüstungsgegenstände erhielt. Gleichzeitig wuchs unter der Führung des 1946 an die Macht gelangten Juan Perón die Wirtschaft und damit der Ölbedarf beträchtlich. Die nationale Erdölindustrie, respektive Y.P.F., konnte diesen Bedarf trotz der Erschließung eines neuen Feldes in Santa Cruz (1946) nicht befriedigen und das Land geriet immer mehr in Abhängigkeit von Ölimporten, die weitgehend von ausländischen Firmen kontrolliert wurden.²⁷ Nach Auffassung der Regierung verstieß es jedoch gegen die Verfassung²⁸, weitere Konzessionen an private Gesellschaften zu vergeben, so daß es diesen nicht möglich war, die Produktion zu steigern. Schließlich wurde im August 1953 dennoch ein Gesetz (No. 14.222) verabschiedet, das die Bedingungen für die Einbringung von ausländischem Kapital in die Ölindustrie schuf. Bis zum Regierungswechsel im Jahre 1958 wurde zwar aufgrund dieses Gesetzes ein Vertrag mit einem gemischt argentinisch-amerikanischen Konsortium geschlossen, doch wurde er nicht mehr vom Gesetzgeber genehmigt.²⁹ Die Ölimporte erreichten zum Zeitpunkt des Machtwechsels 23% der Gesamtimporte in Höhe von US-\$ 300 Mio. und waren praktisch für das gesamte Zahlungsbilanzdefizit (US-\$ 340 Mio.) verantwortlich.³⁰

Da Y.P.F., wie bereits erwähnt, selbst nicht in der Lage war, Kapital für eine starke Ausweitung der nationalen Produktion aufzubringen, entschloß sich die Regierung Frondizi, die eigenen Ressourcen mittels Verträgen mit ausländischen Erdölgesellschaften intensiver auszubeuten.³¹ Diese Verträge waren keine Konzessionen, die den Ölgesellschaften das Eigentum an dem geförderten Petroleum vermittelten und standen demnach in Einklang mit der Verfassung. Die Regierung schloß vielmehr eine größere Anzahl von Dienstleistungsverträgen (sog. Service Contracts), wonach die Vergütung der Gesellschaften

²⁶ 1. Priorität: Befriedigung der nationalen Bedürfnisse;
2. Priorität: Belieferung von Ländern unter U.S.-Kontrolle
3. Priorität: Länder mit dem höchsten Ertrag pro Arbeitseinheit
4. Priorität: andere Staaten; vgl. *Randall* (1978), p. 203.

²⁷ *Kaplan* (1957), p. 41.

²⁸ Gemäß Art. 40 der Argentinischen Verfassung von 1949 sind sämtliche Rohstoffe, einschließlich des Petroleums unveräußerliches Eigentum der nationalen Regierung (vgl. hierzu *Mikesell* (1984), p. 93; *Randall* (1978), p. 205; *Kaplan* (1957), p. 41).

²⁹ Vgl. *Mikesell* (1984), p. 93.

³⁰ *Randall* (1978), p. 202.

³¹ *Henggeler* (1974), p. 244; *Alemann* (1970), p. 257.

entweder auf der Basis der durchgeführten Arbeiten erfolgte oder ein bestimmter Preis für das geförderte Öl gezahlt wurde; in letzterem Fall trug die jeweilige Gesellschaft das Risiko des Fündigwerdens.³²

Diese Zusammenarbeit hatte sehr bald einen erfreulichen Produktionsanstieg zur Folge: Zwischen 1958 und 1963 verbesserte sich der Selbstversorgungsgrad von 35 auf 95%.³³ Gleichwohl führte die genannte Vertragsausgestaltung, d. h. keine Beteiligung der Regierung an den Gewinnen der Ölgesellschaften, allmählich zu steigender Unzufriedenheit aufseiten der Regierung und *Y.P.F.*³⁴ Die beträchtlichen Gewinne der Ölgesellschaften wurden als Ausverkauf der argentinischen Bodenschätze bezeichnet. Nicht zuletzt deshalb wurde *Frondizi* im März 1962 durch einen Militärputsch seines Amtes enthoben.

Die neue Regierung unter Präsident *Illia* erklärte per Decree No. 743/63, 744/63 und 745/63³⁵ sämtliche Verträge, die *Y.P.F.* zwischen dem 1. Mai 1958³⁶ und dem 12. Oktober 1963 mit ausländischen Ölgesellschaften abgeschlossen hatte, für nichtig, da "sie gegen ge-

³² Grundsätzlich waren drei Typen von Verträgen zu unterscheiden: a) Sog. "Drilling contract", wonach die Gesellschaft zur Niederbringung einer bestimmten Anzahl von Bohrungen in einem bestimmten Gebiet verpflichtet war. Die Bezahlung erfolgte auf der Basis der ausgeführten Arbeiten pro Stunde und der gebohrten Löcher. b) Sog. "Development contract": Die Gesellschaft übernahm für *Y.P.F.* die Förderung von Petroleum in einem Gebiet, wo ein Vorkommen nachgewiesen war. Das Risiko war deshalb sehr begrenzt. Die Vergütung richtete sich nach dem an *Y.P.F.* gelieferten Öl. c) Sog. "Exploration/development contract": Bei diesen Verträgen oblag sowohl die Exploration als auch eine eventuelle Förderung der Gesellschaft. Eine Bezahlung erfolgte erst, wenn eine 'Commercial discovery' erfolgte. Da in den betreffenden Gebieten bisher keine Quellen nachgewiesen waren, war das Risiko für die Firma sehr groß (*Mikesell* (1984), p. 93).

³³ *Henggeler* (1974), p. 244. Dies lag u. a. auch an der Erschließung zweier neuer Felder in Tierra del Fuego (1959) und Rio Negro (1960) (vgl. *Oil & Gas Journal*, Dec. 22/29, 1986, p. 43).

³⁴ *Randall* (1978), p. 207.

³⁵ Vgl. Art. 1, Decree No. 744/63 vom 15. November 1963, abgedr. in *Barrows*, South America, Supplement No. IV, A 1.

³⁶ Im Law No. 14.773 v. 12. Nov. 1958, betreffend die Nationalisierung von Kohlenwasserstofffeldern, waren in Art. 3 die Rechte, die bis zum 1. Mai 1958 begründet worden waren, ausdrücklich respektiert worden.

setzliche Vorschriften verstoßen und die Rechte und Interessen der Nation verletzen."³⁷ Obwohl den Gesellschaften zur Aufrechterhaltung der Versorgungslage gestattet wurde, zunächst 30 Tage und dann länger ihre Arbeit fortzusetzen, sank die Produktion beträchtlich.³⁸ In den darauffolgenden Jahren gelang es den meisten ausländischen Gesellschaften, Regulierungsvereinbarungen mit *Y.P.F.* abzuschließen, in denen sie für ihre Rechte bzw. erbrachten Dienstleistungen entschädigt wurden.³⁹

Danach brachte die Regierung des Präsidenten *Onganía* abermals eine radikale Wende in der Erdölpolitik. Während unter dem ursprünglichen System das geförderte Erdöl an *Y.P.F.* abgeliefert werden mußte, die es zwecks Weiterverarbeitung an private Gesellschaften verteilte, blieb unter dem neuen Erdölgesetz von 1967⁴⁰ der geförderte Rohstoff Eigentum der betreffenden Unternehmen.⁴¹ Obwohl an der dominierenden Rolle der *Y.P.F.* festgehalten wurde, indem die Staatsgesellschaft in weiten Gebieten des Landes das exklusive Explorationsrecht erhielt,⁴² ermöglichte das neue Gesetz die Tätigkeit privater nationaler und ausländischer Gesellschaften auf sämtlichen Stufen der Produktion.⁴³ Außerdem wurde den Gesellschaften erstmals das Recht zuerkannt, die Konzessionen nach Ge-

³⁷ Hiervon wurden u.a. folgende Ölgesellschaften betroffen: C.M. Loeb, Rhoades & Co, Argentine-Cities Service Development Company; Astra, Argentine Petroleum Col, Inc.; C.A.D.I.P.S.A. (Argentine Company for the Development of Petroleum and Mining Industry); Continental Oil Company of Argentina; Esso S.A.P.A.- Esso Argentina, Inc.; The Ohio Oil Co., Marathon Petroleum Argentina Ltd.; Pan American Argentina Oil Co.; Shell Production Company of Argentina Ltd.; Tennessee Argentina, S.A.; Union Oil Co. California; Southeastern Drilling Co.; Kerr-McGee Oil Industries und SAIPEM (ENI). Vgl. hierzu sowie zu den einzelnen rechtlichen Begründungen für die Annulierung *Edwards* (1971), p. 164 ff.

³⁸ Vgl. *Randall* (1978), p. 207; *Edwards* (1971), p. 166. Die Zahl der in Betrieb befindlichen Bohrlöcher sank von 1639 (1961) auf 466 im Jahre 1964 (*Mikesell* (1984), p. 93).

³⁹ Beispielsweise erhielt die Esso Argentina Inc. gem. Art. 9 A und B des Settlement Agreements v. 12. November 1965 (s. *Barrows*, South America, Supplement XI, B 9) u. a. eine Entschädigung in Höhe von US-\$ 45.146.129 von der *Y.P.F.* In einem anderen Fall (Shell Production Co. of Argentina) verpflichtet sich die *Y.P.F.* gem. Art. 7 des Settlement Agreements v. 1. November 1965 (vgl. *Barrows*, South America, Supplement XI, D 3) u. a. zu einer Zahlung von £ 7.804383. Einzelheiten zu den Regulierungsvereinbarungen s. *Edwards* (1971), p. 178 ff.

⁴⁰ Hydrocarbons Law No. 17.319/67 (abgedr. bei *Barrows*, South America, Supplement XIV, A 1 ff.).

⁴¹ Vgl. Art. 6: "Permit holders and concessionnaires shall have the ownership of the hydrocarbons, which they produce, ..." (s. a. *Henggeler* (1974), p. 244).

⁴² Vgl. Art. 91 Law No. 17.319/67 in Verbindung mit Appendix I (abgedruckt bei *Barrows*, South America, Supplement XIV, A 35 ff.).

⁴³ Vgl. Law No. 17.319/67, Section 5, Art. 45 ff.; siehe auch *Henggeler* (1974), p. 245.

nehmung der Regierung an andere Firmen abzutreten. Dies bedeutete, daß die Konzessionen praktisch verkäuflich wurden.⁴⁴ Dank einer regen Investitionstätigkeit sicherte sich das Land damit den notwendigen technischen Fortschritt auf diesem Gebiet.⁴⁵ Es gelang, den Erdölsektor weitgehend zu entpolitisieren.⁴⁶ Das gleichfalls im Hydrocarbons Law No. 17.319/67 enthaltene Exportverbot, das unter der auflösenden Bedingung einer hinreichenden Deckung der Bedürfnisse des nationalen Marktes steht, trug zudem zu einer Verbesserung der Selbstversorgung bei.⁴⁷ Im Vergleich zu 1966 hatte sich die Erdölproduktion um immerhin 31% erhöht.⁴⁸

Der Sturz Präsident *Onganía*s Mitte 1970 bedeutete einen weiteren Wechsel in der Erdölpolitik. Unter dem Einfluß der Decision 24 der Commission of the Cartagena Agreement,⁴⁹ die eine sehr restriktive Haltung gegenüber ausländischen Investitionen festschrieb, kamen einmal mehr ausgeprägte nationalistische Ideen zum Zuge.⁵⁰ Weite Teile des Ölverteilungsnetzes wurden nationalisiert. Diese Aktivitäten sowie ein sich 1972 in Diskussion befindlicher Gesetzesentwurf des neuen Präsidenten, General *Lanusse*, der die Verstaatlichung der privaten Ölindustrie vorsah, verunsicherten die privaten Gesellschaften, die gerade Investitionen in Höhe von ca. US-\$ 300 Mio. planten. Bereits bevor das Gesetz am 6. Dezember 1973 als *Ley de Radicacion de Capitales Extranjeras* No. 20.557 Rechtskraft erlangte, wurde damit das Gesetz 17.319/67 *de facto* außer Kraft gesetzt.⁵¹ Das erwähnt schlechte Investitionsklima führte in Verbindung mit den

⁴⁴ Vgl. *Edwards* (1971), p. 186.

⁴⁵ In diesen Zeitraum fällt der Förderungsbeginn in den Provinzen La Pampa (1968) und Jujuy (1969) (vgl. *Oil & Gas Journal*, Dec. 22/29, 1986, p. 43.)

⁴⁶ Vgl. *Henggeler* (1974), p. 244.

⁴⁷ Vgl. Art. 6: "During the period in which the indigenous production of liquid hydrocarbons is insufficient to cover domestic needs, the delivery of the entire availability of such locally produced hydrocarbons into internal consumption shall be mandatory (...)"

⁴⁸ Vgl. *Randall* (1978), p. 207. Eine ausführliche Fallstudie der argentinischen Erdölpolitik von 1958 bis 1970 findet sich bei *Edwards* (1971).

⁴⁹ "Common Regime of Treatment of Foreign Capital and Trademarks, Patents, Licences and Royalties" vom 31. Dez. 1970, abgeändert durch Decision No. 37, Decision No. 70, Decision No. 103 und Decision No. 109 (Eine englische Übersetzung ist in *I.L.M.* 16 (1977), p. 138 ff. abgedruckt). Hier und im folgenden als Decision No. 24 zitiert.

⁵⁰ Vgl. *Henggeler* (1974), p. 245.

⁵¹ Vgl. *Henggeler* (1974), p. 245. Vgl. zu Law No. 20.557, insbes. auch, was den Einfluß der Decision No. 24 der Commission of the Cartagena Agreement angeht, *Stebbing*s (1975).

Gesetzesvorschriften, die u. a. einen grundsätzlichen Genehmigungsvorbehalt für ausländische Investitionen vorsahen und in weiten Wirtschaftsbereichen (inkl. Erdölsektor) die Aktivität von Ausländern verboten bzw. diese enteigneten, zu einer Drosselung des Zuflusses von ausländischem Kapital in das Land.⁵²

B DIE GEGENWÄRTIGEN RECHTLICHEN RAHMENBEDINGUNGEN

Ergebnis dieses Zick-Zack-Kurses während der Nachkriegsjahre war eine völlige Zerrüttung der wirtschaftlichen Verhältnisse des Landes in den Jahren 1975/76. Die Militärregierung erließ deshalb wenige Monate nach dem Staatsstreich am 19. August 1976 das **Ley de Inversiones Extranjeras No. 21.382**.⁵³ Mit der Neukodifizierung wollte sie sich deutlich von der peronistischen Wirtschaftspolitik absetzen, und so enthielt das Gesetz im Vergleich zu seinem Vorläufer "liberale" Elemente.⁵⁴ Bereits im Jahre 1980 wurde dieses neue Gesetz durch ein neues **Ley de Inversiones Extranjeras No. 22.208** v. 25. April 1980 abgeändert, das bis heute die gesetzliche Grundlage für ausländische Investitionen darstellt.⁵⁵ Eine Erläuterung des Gesetzes erfolgte durch Decree No. 103 v. 19. Januar 1981 (Durchführungsbestimmungen) sowie durch die per Resolution 153/80 v. 5. Dezember 1980 implementierten Verfahrensvorschriften.⁵⁶

⁵² S. Foeth (1979), p. 135; vgl. auch Dahl (1982), p. 33, Fn. 1.

⁵³ Im weiteren zitiert als "Foreign Investment Law No. 21382/76". Vgl. Dahl (1982), p. 34, Fn. 1. Gemäß Art. 2 Nr. 3 liegt ein örtliches Unternehmen ausländischen Kapitals bei einer fremden Kapitalbeteiligung von mehr als 49% vor, d.h. auch schon bei paritätischen Eigentumsverhältnissen.

⁵⁴ Einzelheiten bezügl. des Foreign Investment Law No. 21.382/76 finden sich bei: Dahl (1982); Bomchil (1981); Giacchino (1978); Mc Kinnis (1978); Studwell/Cabanellas (1977).

⁵⁵ Im weiteren zitiert als "Foreign Investment Law No. 22.208/80". Das Gesetz wurde durch Decree No. 1062 v. 24. Juni 1980 umstrukturiert, und die Artikel erhielten eine geänderte Nummernfolge (siehe *Boletín Semenal de Economia* 2787 annex B, p. 21, und *ICSID*, Investment Laws of the World, Vol. 1, Argentina, p. 1 ff.). Zudem ist eine unverbindliche Übersetzung von der Deutsch-argentinischen Industrie- und Handelskammer erhältlich.

⁵⁶ Vgl. *Boletín Semenal de Economia* 2787 annex B, p. 27, und *ICSID*, Investment Laws of the World, Vol. 1, Argentina, p. 19 ff. sowie die unverbindliche Übersetzung der Deutsch-Argentinischen Industrie- und Handelskammer. Die Wechselwirkung zwischen Gesetz, Dekret und Verfahrensvorschriften ist ein typisches Merkmal der argentinischen Gesetzgebung. Das Gesetz legt dabei lediglich die meisten Grundprinzipien fest, während das entsprechende Decree die Verwaltung des Gesetzes erläutert und bisweilen auch den Rahmen des Gesetzes ausweitet. Schließlich regeln die Verfahrensvorschriften Einzelheiten.

Zwar existieren auch heute noch eine Registrierungspflicht und ein Zustimmungsvorbehalt für einige Wirtschaftsbereiche, darunter auch den Energierohstoff-Sektor,⁵⁷ doch wird die Genehmigung im Falle einer positiven Beurteilung des Beitrages zur Entwicklung der nationalen Volkswirtschaft unter Einbeziehung der wirtschaftlich-finanziellen Kapazität sowie der technischen Leistungsfähigkeit des Investors erteilt.⁵⁸ Außerdem normiert das Gesetz eine freie Wahl der Rechtsform des Unternehmens⁵⁹ und eine grundsätzliche Möglichkeit der Überweisung von Reingewinnen (ggf. unter Abzug einer speziellen Sondersteuer) sowie der Rücküberweisung von Investitionen nach in der Regel drei Jahren.⁶⁰

Im Bereich der Gesetzgebung für Energierohstoffe brachte das sog. **Risk Contract Law No. 21.778** v. 14. April 1978 sowie die im Decree No. 2658 v. 6. November 1978 enthaltenen Ausführungsbestimmungen eine grundlegende Abänderung des bis dahin maßgeblichen Gesetzes 17319/67.⁶¹ Hintergrund für dieses Gesetz war eine steigende nationale Nachfrage, die nur durch die Erschließung der Offshore-Gebiete im südlichen Teil des Landes gedeckt werden konnte. Hierfür fehlte es der *Y.P.F.* sowohl an dem technischen Knowhow als auch an der finanziellen Kapazität.⁶² Art. 1 des Gesetzes ermächtigt deshalb die Staatsgesellschaft *Y.P.F.*, eine *invitatio ad offerendum* (sog. Bidding invitation) im Rahmen einer öffentlichen Ausschreibung abzugeben und mit Gesellschaften⁶³ Verträge über die Durchführung von Exploration und Ausbeutung von Kohlenwasserstoffen abzuschließen.⁶⁴ Die Kontraktor-Firmen übernehmen dabei alle der Exploration und Förderung innewohnenden Risiken (sog. Risk Service Contract) und bringen auf ihre Rechnung die nötige Technologie, Ausrüstung und das erforderliche Kapital ein.⁶⁵ Die Gesellschaften erwerben

⁵⁷ Vgl. Art. 4 Abs. 1 Foreign Investment Law No. 22.208/80 iVm Art. 18 der Durchführungsbestimmungen des Decree No. 103/81.

⁵⁸ Vgl. Art. 8 Law No. 22.208/80.

⁵⁹ Vgl. Art. 16 Law No. 22.208/80.

⁶⁰ Vgl. Art. 11, 12 iVm Art. 15 Law No. 22.208/80.

⁶¹ Law No. 21778/78 v. 14. April 1978, abgedr. in *Barrows, South America, Supplement 53*, p. 1 ff.; Decree No. 2658/78, abgedr. in *Barrows, South America, Supplement 57*, p. 1 ff.

⁶² Vgl. *Mikesell* (1984), p. 96.

⁶³ Ausländische Firmen müssen sich dabei eines lokalen Partners bedienen, der jedoch nur einen Anteil von 1 Prozent am Joint Venture zu haben braucht. (vgl. *Mikesell* (1984), p. 97).

⁶⁴ Vgl. z. B. Int'l Call for Bids No. 14-870/77 (Tierra del Fuego), abgedr. in *Barrows, South America, Supplement 48*, p. 1 f.

⁶⁵ Vgl. Art. 2 Law No. 21778/78.

dabei keinerlei Rechte an den geförderten Ressourcen, sondern werden für ihre Dienstleistungen in bar oder ggf. in Naturalien entlohnt.⁶⁶ Darüber hinaus sind sie zur Zahlung eines Pachtzinses ("Fee") verpflichtet und unterfallen grundsätzlich der allgemeinen Steuerpflicht (insbes. Income Tax = 45%); zur Entrichtung der Förderabgaben (sog. "Royalties") ist dagegen die *Y.P.F.* verpflichtet, da sie als Konzessionär Eigentum an den geförderten Rohstoffen erwirbt.⁶⁷ Gemäß Art. 23 des Gesetzes sind außerdem Kapitaleinlagen, die im Rahmen eines Risk Service-Vertrages erfolgen, von den Vorschriften des Foreign Investment Law No. 21.382/76 ausgenommen. Dies bedeutet, daß hinsichtlich Gewinntransfer und Repatriierung von Investitionen nicht Art. 11 bis 14 dieses Gesetzes, sondern die jeweiligen vertraglichen Regelungen Anwendung finden. Zudem wird danach die gemäß Art. 15 vorgesehene Sondersteuer auf erhöhte Gewinne (sog. "Excess Profit Tax") nicht erhoben.

Ob die argentinischen Petroleumverträge als öffentlich- oder privatrechtliche Verträge einzuordnen sind, ist umstritten. Die Qualifikation hat erhebliche praktische Konsequenzen, da Verwaltungsverträge von der Administration einseitig aufgehoben oder rückgängig gemacht werden können⁶⁸ und im Fall einer Enteignung nicht den strengeren Anforderungen gem. Art. 17 der argentinischen Verfassung⁶⁹ unterliegen. Im Rahmen der Annulierung der argentinischen Petroleumverträge im Jahre 1963 wurde zu dieser Frage nicht ausdrücklich Stellung genommen,⁷⁰ doch spricht sich die herrschende Lehre für eine Einordnung als privatrechtlicher Vertrag und damit für den erwähnten konstitutionellen Schutz aus.⁷¹

Diese Vorschriften bilden die rechtlichen Grundlagen für ein allgemeines Investitions-

⁶⁶ Vgl. Art. 4 Law No. 21778/78.

⁶⁷ Vgl. Art. 17 Law No. 21778/78; Art. 59 iVm 93 Law No. 17319/67.

⁶⁸ *Dabinovic* (1987), p. 21 m.w.N.

⁶⁹ Art. 17 der Verfassung normiert einen Gesetzesvorbehalt und vorherige Entschädigung (Eine englische Übersetzung der argentinischen Verfassung ist abgedruckt in 'Constitutions of the Countries of the World', hrsg. von *Blaustein/Flanz* (1983).

⁷⁰ Vgl. Decree No. 744/63 vom 15. November 1963, abgedruckt in *I.L.M.* 3 (1964), p. 1 ff. = *Barrows*, South America, Supplement 4, A-1, wo allerdings ausdrücklich ein Recht zum einseitigen Widerruf nur für rechtswidrige Maßnahmen der Verwaltung behauptet wird. Aus dieser Argumentation der Regierung ergibt sich offensichtlich deren Einordnung der Petroleumverträge als Verwaltungsverträge (vgl. *supra* p. 9).

⁷¹ Vgl. *Dabinovic* (1987), p. 21 f., der allerdings selbst die entgegengesetzte Auffassung vertritt.

klima, das man als "relativ stabil" bezeichnen kann.⁷² Dies gilt selbst unter dem Gesichtspunkt, daß sich Argentinien bis heute noch nicht zum Abschluß von bilateralen Investitionsschutzabkommen bereit fand.⁷³ Den erkennbar großen legislativen Anstrengungen, zu denen neben den genannten Gesetzen auch das "Industrial Promotion Law No. 21608"⁷⁴, das "Law for the Promotion of Mining No. 22095"⁷⁵ und das "Transfer of Technology Law No. 22426"⁷⁶ gehören, stehen unvollkommene wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen gegenüber. Eine Facette im Spektrum möglicher politischer Risiken bildete der Falkland-Konflikt im Jahre 1982, der dazu führte, daß verschiedene politische Initiativen nicht, wie geplant, durchgeführt werden konnten. So wurde beispielsweise das nationale Reprivatisierungsprogramm (*privatización* bzw. *desestatización*), das bessere Möglichkeiten für ausländische Investoren versprach, bis auf weiteres zurückgestellt.⁷⁷

Auch nach dem Falkland-Konflikt und dem Ende der Militärdiktatur (1983) konnte die demokratische Regierung unter *Alfonsín* eine wirtschaftliche Stabilisierung trotz einer Währungsreform und eines Wirtschaftsprogramms ("Australplan") nicht erreichen. Die Inflationsrate (1985: 385%) befindet sich weiterhin in astronomischen Höhen. Schließlich bleibt der Handlungsspielraum auch weiterhin trotz Sanierungsprogrammen und Umschuldungsaktionen durch die bestehenden Auslandsschulden von über US-\$ 50 Mrd. und des daraus resultierenden Devisenmangels stark eingeengt.

Um die Attraktivität des Petroleumsektors für ausländische Investoren zu erhöhen, wurde im August 1985 das Decree No. 1443/85 erlassen.⁷⁸ Der auf diesem Decree beruhende

⁷² S. *Dahl* (1982), p. 40.

⁷³ Dies entspricht der traditionellen Politik lateinamerikanischer Staaten gegenüber Auslandsinvestitionen, die unter dem Stichwort *Calvo-Doktrin* diskutiert wird. In jüngster Vergangenheit sind jedoch einige Staaten von dieser Politik abgekehrt. So haben beispielsweise Panama (vgl. BGBl. II 1987, S. 2), Bolivien (vgl. BGBl. II 1988, S. 254 ff.) und Uruguay (vgl. BGBl. II 1988, S. 272 ff.) mit der Bundesrepublik Deutschland Verträge über die Förderung und den gegenseitigen Schutz von Kapitalanlagen abgeschlossen.

⁷⁴ Gesetz v. 27. Juli 1977.

⁷⁵ Gesetz v. 1. November 1979; siehe hierzu *Dahl* (1980), p. 8 ff.

⁷⁶ Gesetz v. 12. März 1981 (abgedr. in: *ICSID*, Investment Laws of the World, Bd. 1, Argentina 65 ff.); siehe hierzu zuletzt *Aranovich/Hewko* (1987), p. 379 ff.

⁷⁷ Vgl. *Dahl* (1982), p. 41/42. Siehe zu den Schwierigkeiten, insbesondere im Bereich der Petrochemie *FAZ*, Blick durch die Wirtschaft, 10. Dez. 1987, p. 2: "Argentinien: Schwierige Privatisierung".

⁷⁸ Vgl. *Dabinovic* (1985/86), p. 75 ff.

Modell-Vertrag rief jedoch einige Kritik hervor, der z. T. im Decree No. 623/87,⁷⁹ dem bisher letzten Schritt der legislativen Anstrengungen in diesem Bereich, Rechnung getragen wurde.⁸⁰

⁷⁹ Vgl. *Dabinovic* (1987/88), p. 142 ff.

⁸⁰ Vgl. *infra* C III 4.

C ANALYSE DER VERTRAGSPRAXIS

C I Empirische Grundlage

Grundlage der nachstehenden Untersuchung sind 16 argentinische Petroleumverträge aus den Jahren 1958 bis 1986.⁸¹ Es handelt sich dabei ausschließlich um Verträge, die von der Staatsgesellschaft *Y.P.F.* einerseits, und ausländischen Investoren bzw. Investorenkonsortien (zum Teil unter Beteiligung argentinischer Privatunternehmen) andererseits abgeschlossen wurden.⁸²

Nach ihrem Gegenstand unterschieden lassen sich die Verträge in reine *Drilling Contracts*, wonach die Kontraktorgesellschaft(en) nur zur Niederbringung bestimmter Bohrungen verpflichtet ist (sind), und in *Development Contracts* bzw. *Exploration/Development Contracts* einteilen. Letztere verpflichten die Investoren entweder nur zur Förderung nachgewiesener Vorkommen (so im Fall des *Development Contracts*) oder zur Exploration eines bestimmten Gebietes und zur Förderung gegebenenfalls gefundener Kohlenwasserstoffvorkommen (so

⁸¹ Diese Verträge sind Teil einer im SFB 178, Teilprojekt C 4, aufgebauten Vertragssammlung, die ca. 650 Investitionsverträge aus dem Energierohstoff-Sektor umfasst. Kernstück dieser Sammlung sind die von *Barrows* herausgegebenen "Basic Oil Laws and Concession Contracts". Im einzelnen wurden folgende Verträge in die Untersuchung einbezogen: *Cerro Dragon*-Vertrag vom 21. Juli 1958 (*Barrows*, South America, Volume I, Argentina, C - 1); *Loeb Rhoades*-Vertrag 1958 vom August 1958 (*Barrows*, South America, Volume I, Argentina, D - 1); *Rio Negro*-Vertrag vom 03. Dezember 1958 (*Barrows*, South America, Volume I, Argentina, A - 1); *Rio Neuquén*-Vertrag vom 03. Dezember 1958 (*Barrows*, South America, Volume I, Argentina, B - 1); *Continental Oil*-Vertrag vom 27. Juni 1961 (*Barrows*, South America, Supplement 2, Argentina, A - 1); *Rio Salado*-Vertrag vom 27. Juni 1961 (*Barrows*, South America, Supplement , Argentina 2, B - 1); *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrag vom 12. September 1967 (*Barrows*, South America, Supplement 19, Argentina, A - 1); *APCO*-Vertrag vom 13. März 1968 (*Barrows*, South America, Supplement 20, Argentina, A - 0); *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag vom 01. Dezember 1978; *Pampa del Castillo*-Vertrag vom 09. Februar 1979 (*Barrows*, im spanischen Originaltext, auf Anfrage erhältlich); *Malargue Sur*-Vertrag vom 24. Mai 1979 (*Barrows*, South America, Supplement 63, p. 1); *Manantiales Behr*-Vertrag vom 28. Dezember 1979 (*Barrows*, im spanischen Originaltext, auf Anfrage erhältlich); *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag aus dem Jahre 1980 (*Barrows*, South America, Supplement 65, p. 1); *Llancanelo*-Vertrag aus dem Jahre 1980 (*Barrows*, South America, Supplement 67, p. 1); Modellvertrag aus dem Jahre 1985 (*Barrows*, South America, Supplement 83, p. 41); *Rawson Basin*-Vertrag vom 10. Januar 1986 (*Barrows*, South America, Supplement 89, p. 1). Im weiteren Text werden diese Verträge nur mit ihrer Kurzbezeichnung zitiert.

⁸² Die von den Verfassern verwendeten Kurzbezeichnungen für die einzelnen Verträge ergeben sich z.T. aus dem Vertragstext selbst, z.T. sind sie der leichteren Identifikation halber von den Verfassern vergeben worden.

im Fall des *Exploration/Development Contracts*). *Drilling Contracts* wurden allerdings nicht in diese Arbeit einbezogen, da sie nicht die für State Contracts charakteristischen Problemstellungen aufweisen. Obwohl die vorliegende Vertragssammlung nicht alle bisher in Argentinien geschlossenen Petroleumverträge dokumentiert, bietet sie einen repräsentativen Querschnitt, dessen Untersuchung durchaus allgemeingültige Aussagen und Schlußfolgerungen in besagtem Bereich zuläßt.

C II Die Struktur der Verträge

Gegenstand dieses Beitrags sind, wie bereits erwähnt, Verträge, die zwischen der vom Staat kontrollierten privatrechtlich organisierten argentinischen nationalen Ölgesellschaft *Y.P.F.* und überwiegend ausländischen Investoren abgeschlossen wurden. Als Bezeichnungen sind für derartige Verträge die Begriffe *State Contracts*⁸³ und *Development Contracts*⁸⁴ üblich. In bezug auf ihre typologische Zuordnung läßt sich, ohne den nachfolgenden Erörterungen vorzugreifen, feststellen, daß es sich bei den argentinischen Verträgen überwiegend um sog. (Risk) Service Contracts handelt.⁸⁵ Die diesen Typus konstituierenden Merkmale sind zum einen der *Kontraktor-Status* des ausländischen Investors, der als Dienste Leistender zur Ausführung der Petroleumoperationen exklusiv ermächtigt und für seine Tätigkeit in Geld entlohnt wird, ohne Eigentümer der geförderten Rohstoffe zu wer-

⁸³ Vgl. z.B. *Lalive* (1983); *Berlin* (1987).

⁸⁴ Vgl. z.B. *An* (1987); *Vagts* (1986), p. 445. Die Bezeichnung 'Development Contract' soll in diesem Zusammenhang - im Gegensatz zu oben - den Beitrag unterstreichen, der durch die Implementierung des Vertrages zugunsten der Entwicklung der Wirtschaft des Gaststaates geleistet wird.

⁸⁵ Vgl. zu den Unterscheidungsformen und -kriterien der h.M. u.a. *Fischer* (1974), p. 170; *Zakariya* (1976), p. 545 ff.; *Schanze* (1986), p. 57 ff.

den.⁸⁶ Zum anderen trägt er das Kostenrisiko, da die mit der Investition verbundenen Kosten nur dann ersetzt und darüber hinaus Gewinne erzielt werden, wenn das entdeckte und/oder zu entwickelnde Vorkommen wirtschaftlich abbaubar ist.

Vertragspartner auf staatlicher Seite ist ausschließlich *Y.P.F.*, jedoch sind alle Verträge unter der aufschiebenden Bedingung einer Billigung per Decree durch die argentinische Exekutive geschlossen. Die vom Investor durchzuführenden Petroleumoperationen unterscheiden sich nicht von denen, die regelmäßig in Konzessionen vorgesehen sind, auch wenn das Wort *Concession* im Vertragstext vermieden wird und stattdessen gelegentlich vom Investor als *Contractor*⁸⁷ gesprochen wird. Der Investor hat das notwendige Kapital, das Personal und die sonstigen Ausrüstungsgegenstände auf eigene Rechnung zu beschaffen. Der Beitrag der *Y.P.F.* beschränkt sich im wesentlichen darauf, den Produktionsfaktor Boden zur Verfügung zu stellen. Auch die Entscheidung über Art und Inhalt der durchzuführenden Arbeiten liegt ganz überwiegend bei den Investoren, auch wenn die Mitspracherechte der *Y.P.F.* in den jüngeren Verträgen stärker verankert sind. So sah z.B. der *APCO*-Vertrag aus dem Jahre 1968 lediglich vor, daß der Investor *Y.P.F.* halbjährlich sog. *Development Plans* zu unterbreiten habe, in denen die im Planungszeitraum beabsichtigten Maßnahmen und Investitionen aufgelistet sein sollten und von denen nur mit *Y.P.F.s* Zustimmung abgewichen werden durfte. *Y.P.F.* hatte jedoch keine Mitspracherechte bei der Formulierung des Planes.⁸⁸ Diesem Regelungsmuster folgten noch der *Malargue Sur*-Vertrag (1979),⁸⁹ der *Llancanelo*-Vertrag (1980)⁹⁰ und der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag (ebenfalls 1980).⁹¹ Dagegen wurde im *Austral Basin-Tierra del Fuego*-

⁸⁶ Eine Ausnahme bildet insoweit der *Rio Negro*-Vertrag, der dem Production Sharing-Konzept folgt (vgl. im einzelnen *infra* C. III 2). Im übrigen sind die jeweiligen Unterscheidungskriterien nicht konkret und werden von der Literatur nicht einheitlich behandelt. Die Behauptung unterscheidbarer Grundformen läßt sich zudem bei den nahezu beliebig feststellbaren Kombinationen differierender struktureller Lösungsmöglichkeiten für die einzelnen regelungsbedürftigen Probleme nicht mehr aufrechterhalten. Unter Hinweis auf die Tatsache, daß die herkömmlicherweise unterschiedenen Formen bei entsprechender Vertragsgestaltung zu gleichen wirtschaftlichen Ergebnissen führen, ergibt sich deshalb die Feststellung der Inaktualität einer Unterscheidung einzelner Vertragstypen (vgl. insoweit Müller (1988), p. 8 ff.; ebenfalls kritisch Touscoz (1985), p. 154, Le Leuch (1986), p. 213 f.).

⁸⁷ Vgl. etwa jeweils Art. 2.3 des *Malargue Sur*- (1979) und des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages (1980) sowie Section 1 und 3 des Modell-Vertrages (1985) bzw. Art. 1 und 2 des auf diesem basierenden *Rawson Basin*-Vertrages (1986).

⁸⁸ Vgl. Art. 19 des *APCO*-Vertrages.

⁸⁹ Vgl. dort Art. 5.8.

⁹⁰ Vgl. dort Art. 5.8.

⁹¹ Vgl. dort Art. 4.6.

Vertrag aus dem Jahre 1978 bereits dem Konzept gefolgt, das in dem 1985 veröffentlichten Modell-Vertrag und dem auf ihm beruhenden 1986 abgeschlossenen *Rawson Basin*-Vertrag enthalten ist.⁹² Jeweils in Attachment B⁹³ des Modell-Vertrages bzw. des *Rawson Basin*-Vertrages sind Bestimmungen über die während der *Previous Prospection Period* durchzuführenden *Work Units* enthalten. Wird der Investor fündig, so ist darüber hinaus gem. Sec. 3.7.1 bzw. Art. 3.7.1 ein *Evaluation Program* auszuarbeiten, das der Billigung von *Y.P.F.* bedarf. Für die sich hieran anschließende eigentliche Abbauphase ist schlußendlich vom Investor ein *Exploitation Program* zu unterbreiten, dem ebenfalls von *Y.P.F.* zugestimmt werden muß und das, falls *Y.P.F.* seine Zustimmung verweigert, einem Schiedsgericht zur autoritativen Entscheidung vorzulegen ist.⁹⁴

Die meisten Verträge enthalten Bestimmungen, die auf eine Regelung der Menge des von den Investoren zu fördernden Rohöls abzielen. Die einschlägigen Klauseln spiegeln sichtbar die Erdölpolitik Argentinien's wider, deren Bestreben die Minimierung ausländischer Rohölimporte und infolgedessen die Maximierung der eigenen Produktion ist. Repräsentativ hierfür ist Art. 10.1 des *Rawson Basin*-Vertrages, der bestimmt:

*In case of entering into the EXPLOITATION PERIOD, the CONTRACTOR shall have the right and the obligation to produce and deliver to Y.P.F. the maximum volumes of CRUDE OIL compatible with the provisions of item 7.2⁹⁵ of this Contract.*⁹⁶

Derartige Klauseln sind grundsätzlich im Zusammenhang zu sehen mit den Bestimmungen, die die Entlohnung der Investoren regeln. Hier bleibt jedenfalls festzuhalten, daß sie dem Investor eine von Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten geprägte Förderpolitik garantieren.

⁹² Vgl. Art. 4.9 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages.

⁹³ Attachment B ist nicht veröffentlicht. In den Verträgen wird lediglich hierauf Bezug genommen, vgl. Sec. 32 des Modell-Vertrages und Art. 3.2 des *Rawson Basin*-Vertrages.

⁹⁴ Sec. 3.7.2 des Modell-Vertrages bzw. Art. 3.7.2 des *Rawson Basin*-Vertrages. Der Hinweis auf eine schiedsrichterliche Entscheidung ist allerdings im Modell-Vertrag nicht enthalten. Übt *Y.P.F.* die ihr eingeräumte Option auf Bildung einer Joint venture aus, so hat gem. Sec. 3.7.2 aE bzw. Art. 3.7.2 aE die Prüfung und Billigung des 'Exploitation Program' im Rahmen der hierfür vorgesehenen gesellschaftsrechtlichen Strukturen zu erfolgen, vgl. dazu i. e. unten Abschnitt C IV 2.

⁹⁵ Art. 7.2 hat folgenden Wortlaut: *Contractor's Obligations (...) To perform its works in accordance with the most rational, modern and efficient techniques required by the characteristics and magnitude of the reserves it proves, at the same time ensuring the maximum production of HYDROCARBONS, compatible with the suitable economic and technical exploitation of the field.*

⁹⁶ Hervorhebungen von den Verf.

In den neueren *Exploration Contracts* wurde bei der Ausgestaltung des Verhältnisses zwischen der Explorations- und der Abbauphase überwiegend die zweiphasige Lösung gewählt, d.h. die Befugnis zum Abbau der vom Investor gefundenen Rohstoffe ist gesondert zu erteilen.⁹⁷ Zunächst allerdings wiesen Verträge, die dieser Regelungstechnik folgten, hier rechtsschutzrelevante Schwächen auf, indem die Befugnis zum Abbau der gefundenen Rohstoffe davon abhängig gemacht wurde, ob die argentinische Verwaltung die Erklärung des Investors, daß das entdeckte Vorkommen wirtschaftlich verwertbar sei, durch Verwaltungsakt billigte.⁹⁸ Dem wurde im *Rawson Basin*-Vertrag dadurch Rechnung getragen, daß der Erlaß eines billigenden Verwaltungsaktes als Regelfall formuliert wurde.⁹⁹

Als ein weiteres Strukturmerkmal der argentinischen *Exploration Contracts* sind sog. (ordentliche) Gebietsrückgabeklauseln zu nennen, denen die Funktion zukommt, Investoren davon abzuhalten, sich für großflächige Gebiete zunächst einmal nur die Schürfrechte zu sichern und gewissermaßen auf Vorrat anzuhäufen, ohne diese tatsächlich zu explorieren. Daneben sehen alle untersuchten Verträge ein Kündigungsrecht des Investors vor: Dieser kann sich von den übernommenen Explorations-, Entwicklungs- und/oder Förderverpflichtungen lösen, indem er das Vertragsgebiet der *Y.P.F.* wieder zur Verfügung stellt.¹⁰⁰ Regelmäßig müssen die Investoren darüber hinaus Bankbürgschaften oder damit vergleichbare Sicherheiten in Höhe der vertraglich übernommenen Mindestkapitalinvestitionsverpflichtungen stellen.¹⁰¹

Aus der Vielzahl der Klauseln, die in einem transnationalen Petroleumvertrag enthalten

⁹⁷ Eine Ausnahme hiervon bilden der *Rio Negro*- und der *Rio Neuquén*-Vertrag (beide 1958 abgeschlossen) sowie der *Continental Oil*- und der *Rio Salado*-Vertrag (beide aus dem Jahre 1961).

⁹⁸ Vgl. jeweils Art. 3.2 des *Llancanelo*- und des *Malargue Sur*-Vertrages sowie Sec. 3.7.2 des Modell-Vertrages. Der *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag, vgl. dort Art. 3.2, enthält diese Schwäche nicht. Kritisch zum Modell-Vertrag insoweit bereits *Dabinovic* (1985/86), p. 76.

⁹⁹ Ausweislich der 3rd Bidding Invitation aus dem Jahre 1987 hat nun der ausländische Investor die alleinige Befugnis, über die *Commerciality* des Vorkommens zu entscheiden. Hinsichtlich des räumlichen Umfangs des Exploitation Lots besteht Genehmigungspflicht von seiten der argentinischen Energie-Behörde. Vgl. *Oil & Gas Journal*, July 13th, 1987, p. 27; *Dabinovic* (1987/88), p. 143.

¹⁰⁰ Ist der Investor im Zeitpunkt der Kündigung allerdings noch nicht in vollem Umfang seinen Mindestkapitalinvestitionsverpflichtungen (vgl. hierzu *Fischer* (1974), p. 115 ff.) nachgekommen, so ist der Differenzbetrag an *Y.P.F.* zu bezahlen.

¹⁰¹ Vgl. etwa Art. 6 des *Rawson Basin*-Vertrages.

sind, werden die verschiedenen argentinischen Gestaltungsformen folgender Bestimmungen näher untersucht:

- Fiscal Package (C III)
- Organisation der Kooperation der Vertragspartner (C IV)
- Rechtswahlklauseln (C V)
- Vertragsausfüllende Bestimmungen (C VI)
- Versteinerungsklauseln (C VII)
- Vertragsmechanismen zur Anpassung an veränderte Umweltbedingungen (Force Majeure- und Neuverhandlungsklauseln) (C VIII)
- Vertragsbruchklauseln (C IX)
- Streiterledigungsklauseln (C X)

Diese Auswahl ergibt sich aus den zwei wesentlichen Besonderheiten der hier untersuchten Investitionsverhältnisse: der überaus langen Vertragsdauer von bis zu 40 Jahren¹⁰² und der Tatsache, daß der ausländische Investor nicht mit einem Privaten, sondern mit einer Staatsgesellschaft kontrahiert. Die Gestaltung eines transnationalen Investitionsvertrags muß diesen beiden Charakteristika Rechnung tragen, indem sie sowohl die Stabilität der getroffenen Abmachungen ausreichend sichert, als auch Vorkehrungen trifft, die die Anpassung des Vertragsregimes an unvorhersehbare oder unvorhergesehene Entwicklungen zulassen. Bei der Analyse werden zwei Zielsetzungen verfolgt: Zum einen sollen die einschlägigen Bestimmungen der Verträge herausgearbeitet werden und deren Funktionszusammenhänge aufgezeigt werden, zum anderen sind - soweit erforderlich - die rechtlichen Implikationen einzelner Gestaltungen zu untersuchen.

C III Fiscal Package

1) Bedeutung und Funktion des Fiscal Package

Unter dem Fiscal Package versteht man die Gesamtheit der Abreden und Bestimmungen, deren Gegenstand die Zahlungsverpflichtungen des ausländischen Investors gegenüber dem

¹⁰² So im Fall des *Continental Oil*- und des *Rio Salado*-Vertrages (beide 1961 abgeschlossen), vgl. dort jeweils Art. 4. In der Regel beträgt die Mindestlaufzeit der untersuchten argentinischen Verträge dagegen 'nur' 25 bis 30 Jahre.

Gaststaat bilden.¹⁰³ Es stellt das Kernstück des transnationalen Rechtsverhältnisses dar und ist auf die Erhaltung des finanziellen Gleichgewichts gerichtet, das einerseits in den Gewinnen des ausländischen Investors und andererseits aus den Einnahmen des Gaststaates aus der Investitionsbeziehung (sog. *Government Take*) besteht.¹⁰⁴ Von seiner angemessenen Ausgestaltung hängt ganz wesentlich der Erfolg des z.T. sehr lange Zeiträume umfassenden Projekts ab.¹⁰⁵ Die konkrete Leistungsfähigkeit dieser *ex ante*-Regelungen zur Aufteilung von Kosten und Nutzen des Vertrages hängt dabei grundsätzlich von vier Dimensionen ab.¹⁰⁶

- Der Art und Weise, wie Risiken und Vergütungen, die auf externen Risikofaktoren beruhen, wie z.B. Rohstoffpreisveränderungen, geologische Risiken und technologische Veränderungen, verteilt werden.
- Dem Ausmaß, in dem das Regime geeignete Anreize für Investitions- und Geschäftsentscheidungen der Parteien zur Verfügung stellt.
- Dem Ausmaß, in dem das Regime stabil und sich selbst durchsetzend ausgestaltet ist, und so die Eigenkosten, die aus einer möglichen Umverteilung der Projektzahlungen entstehen, gering gehalten werden.
- Dem Ausmaß, in dem das Regime Zahlungen an Dritte (z.B. die Steuerbehörde des Gastlandes), die nicht direkt am Projekt beteiligt sind, minimiert.

Die zentrale Rolle des Fiscal Package und damit auch seine herausragende Bedeutung als rechtsschutzrelevante Vertragskomponente ist seit dem massiven Ölpreisverfall ab Ende 1982 verstärkt in den Vordergrund getreten.¹⁰⁷ Es wurde deutlich, daß die bisherige Ausgestaltung des finanziellen Instrumentariums vielfach nicht geeignet war, Veränderungen der Rohölpreise aufzufangen und auch weiterhin eine angemessene und ausgewogene Aufteilung der Erträge zu gewährleisten. Dies führte in Verbindung mit der gegenüber dem Zeitraum von 1979 bis 1982 veränderten Ölpreiserwartung¹⁰⁸ zu einer steigenden Komplexität des Fiscal Package, wie sie sich bereits seit Beginn der siebziger Jahre ange-

¹⁰³ Vgl. Müller (1988), p. 19.

¹⁰⁴ Vgl. Le Leuch (1986), p. 204. Einen gedrängten Überblick über das Fiscal Package von Petroleumverträgen, die von nicht der OPEC angehörenden Entwicklungsländern abgeschlossen wurden, gibt Mikesell (1984), p. 59 - 115.

¹⁰⁵ Vgl. El-Kosheri/Riad (1986/87), p. 267 f.

¹⁰⁶ Siehe hierzu Blitzer/Cavoulacos/Lessard (1984), p. 10.

¹⁰⁷ In diesem Jahr fielen die Spot-Markt-Preise unter den offiziellen Verkaufspreis und führten zu einer substantiellen Änderung der Ölpreiserwartungen (vgl. van Meurs (1986), p. 108; Le Leuch (1986), p. 206).

¹⁰⁸ Die Ölpreiserwartung im Zeitraum von 1979 bis 1982 lag wegen der relativen Knappheit 1 - 2% über der Inflationsrate. Nach 1982 orientierte sie sich an der Inflationsrate, d.h. es wird seitdem erwartet, daß der Ölpreis real konstant bleibt (vgl. van Meurs (1986), p. 108).

deutet hatte.¹⁰⁹

Die gegenwärtige Herausforderung für die Verhandlungsführer im internationalen Petroleumgeschäft besteht deshalb darin, das Fiscal Package zu vereinfachen und dabei gleichzeitig eine ausreichende Flexibilität und Progression zu implizieren, um jederzeit einen gerechten Ausgleich zwischen den Gewinnen der Vertragsparteien zu gewährleisten. Dadurch soll sowohl die Übernahme durch den Staat, als auch die Abschreckung potentieller Investoren vermieden werden.¹¹⁰ Die Verhandlungspositionen werden dabei einerseits von der nationalen Erdölpolitik der ölproduzierenden Entwicklungsländer in der existierenden Wettbewerbssituation¹¹¹ und andererseits von verschiedenen Parametern, wie z.B. der Profitabilität der Felder und dem Interesse des Investors an einer im Vergleich zum Investitionsrisiko angemessenen Rentabilität geprägt.¹¹²

Wunschergebnis dieser Anstrengungen wäre eine 'ideale Ausgestaltung' des Fiscal Package, die es trotz Veränderung der denkbaren Parameter (Veränderung des Ölpreises bzw. der Besteuerung, etc.) ermöglicht, eventuell auftretende Zufallsgewinne (sog. *Windfall Profits* bzw. *Excess Profits*) abzuschöpfen und gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit der Ausbeutung marginaler Felder sicherzustellen.

Im folgenden soll nun untersucht werden, ob sich die oben genannte Entwicklung auch in den argentinischen Petroleumverträgen widerspiegelt und ob die in jüngster Vergangenheit abgeschlossenen Verträge dem Erfordernis einer hinreichenden Flexibilisierung Rechnung tragen.

2) Die Frondizi-Verträge

Die ersten Service Contracts, die von der argentinischen Staatsgesellschaft Y.P.F. abge-

¹⁰⁹ Vgl. *van Meurs* (1986), p. 108.

¹¹⁰ Vgl. *Le Leuch* (1986), p. 205/206.

¹¹¹ Als Ziele der nationalen Erdölpolitik nennt *Le Leuch* (1986), p. 206 v.a. die die Stimulierung von Exploration und Förderung durch Anreize für Investoren, die Erreichung eines möglichst hohen *Government Take* ohne Abschreckung ausländischer Investoren, die Beibehaltung der nationalen Kontrolle über die Rohstoffe, die Aneignung des einschlägigen Knowhows (Technologietransfer) und die Minimierung der eigenen finanziellen Risiken durch Zurverfügungstellung von Risikokapital durch ausländische Ölgesellschaften.

¹¹² Vgl. *Le Leuch* (1986), p. 207; *van Meurs* (1986), p. 110.

geschlossen wurden, datieren aus den Jahren 1958 bis 1962 (sog. Frondizi Contracts).¹¹³ Grund für den Abschluß dieser Verträge war das Bemühen der Regierung, die hohen Ölimporte Argentinien zu reduzieren und die Erkenntnis, daß dieses Ziel nur mit Hilfe ausländischer Erdölgesellschaften zu erreichen sei. Zu diesem Zweck wurden drei Arten von Service Contracts abgeschlossen, die entweder reine Bohrverträge (sog. Drilling Contracts) waren, die Entwicklung und Förderung bekannter Felder zum Gegenstand hatten (sog. Development Contracts) oder der Exploration und Förderung in Gebieten ohne nachgewiesene Reserven dienten (sog. Exploration/Development Contracts).¹¹⁴ Aus Rechtsschutzgesichtspunkten sind besonders die letzteren interessant, da sie für die Kontraktor-Gesellschaften mit hohen Risiken behaftet waren.

Entsprechend der damaligen Kautelarpraxis, war das **Fiscal Regime** dieser Verträge relativ einfach ausgestaltet. Typisch für die Mehrzahl der zu dieser Zeit abgeschlossenen "Exploration/Development Contracts" ist der *Rio Neuquén*-Vertrag, der 1958 zwischen der *Y.P.F.* und der Esso Argentina, Inc., einer Tochtergesellschaft der Standard Oil Company of New Jersey abgeschlossen wurde. Art. 7 des Vertrages sieht vor, daß das geförderte Öl an *Y.P.F.* geliefert wird und der Kontraktor dafür mit nationaler Währung, die nach dem jeweils gültigen Wechselkurs einem Preis von US-\$ 11 - 11,5 je nach täglicher Fördermenge entspricht, vergütet wird.¹¹⁵ Darüber hinaus erhielt der Kontraktor für seine getätigten Explorationsaufwendungen keine Ausgleichszahlung. Vielmehr normiert Art. 9 des Vertrages, daß die Gesellschaft grundsätzlich der Einkommens- und Gewinnbesteuerung unterliegt, *Y.P.F.* jedoch anstelle einer Kompensationszahlung alle anfallenden Steuern entrichtet. Für den Fall, daß die Summe dieser Steuern unter 25% liegen sollte, verpflichtet sich *Y.P.F.* darüber hinaus zu einer Zahlung in Höhe der Differenz.

Eine andere Ausgestaltung des Fiscal Package findet sich in dem *Rio Negro*-Vertrag vom Dezember 1958 zwischen der *Y.P.F.* einerseits und der Shell Production Company of Ar-

¹¹³ Vgl. im Ganzen *Edwards* (1971), p. 157 ff.

¹¹⁴ Vgl. *supra* C I.

¹¹⁵ Für derartige Verträge hat sich deshalb die Einordnung als **Toll or Fee-per-Barrel-Contract** herausgebildet. Ist die Vergütung, je nach Fördermenge, variabel ausgestaltet, wie z.B. im *Rio Neuquén*-Vertrag, spricht man von einem **Sliding scale Fee-per-Barrel-Contract**. Ist ein von der Produktionsmenge unabhängiger Betrag vorgesehen, wie im *Tierra del Fuego*-Vertrag von 1959 mit der Tennessee Argentina S.A., spricht man von einem **Constant Fee-per-Barrel-Contract** (vgl. *Blitzer/Lessard/Paddock* (1984), p. 4, 16). In Verträgen aus dieser Periode war meist eine Aufteilung der Vergütung in US-Dollars und Pesos vorgesehen. So sah der Vertrag zwischen der Union Oil Company of California und *Y.P.F.* einen Split von 60% in US-\$ und 40% in Pesos vor.

gentina Ltd., einer Tochtergesellschaft der Royal Dutch/Shell, andererseits. Hier findet sich ausnahmsweise eine Regelung mit Production Sharing-Elementen. Nach Art. 10 des Vertrages erfolgt die Vergütung grundsätzlich in Rohöl, das nach dem internationalen Ölpreis zur Amortisation der Investitionskosten und zur Deckung der laufenden Kosten der Kontraktorgesellschaft verrechnet wird. Von der restlichen Produktionsmenge erhält *Y.P.F.* einen Anteil von 10%, der jedoch auf den Wert von maximal 10 Mio. £ Sterling beschränkt wurde. Für das verbleibende Rohöl war eine Aufteilung zu gleichen Teilen vorgesehen. Darüber hinaus verpflichtete sich die *Y.P.F.* zur Zahlung sämtlicher Steuern und Abgaben.¹¹⁶

Obgleich diese Vertragsausgestaltung im Vergleich zu der "Cash-Variante", wie sie etwa im *Rio Neuquén*-Vertrag gewählt wurde, wesentlich besser zur Vermeidung einseitiger Gewinnsteigerung als Folge einer etwaigen Ölpreisveränderung geeignet ist, wurde sie in den folgenden Jahren nicht mehr verwendet.¹¹⁷ In den Verträgen Ende der 60er Jahre kehrte man wieder zu der anfänglichen Praxis zurück.¹¹⁸ Bemerkenswert ist in diesem Zeitraum nur ein Vertrag mit einer argentinischen Firma¹¹⁹, der bis zur Rückgewinnung der mit 5% verzinsten Investitionskosten einen Festpreis vorsah, der sich danach um einen mit Vertragsdauer zunehmenden Aufschlag erhöhte.¹²⁰

3) Die Risk Service-Verträge seit 1978

Ein Jahrzehnt später erfolgte dann ein bedeutsamer Schritt in Richtung einer flexibleren, aber auch komplizierteren Ausgestaltung des Fiscal Package.¹²¹ Maßgeblich für diesen Sprung war der "International Call for Bids No. 14-870/77 with Deadline of 17th January 1978" (*Tierra del Fuego*),¹²² der noch auf dem Law No. 17.319/67 ("Hydrocarbons Law") beruhte, sowie der Erlaß des Risk Contract Law No. 21.778 von 1978 und die

¹¹⁶ Vgl. Art. 15 des Vertrages.

¹¹⁷ Vgl. auch *Blitzer/Lessard/Paddock* (1984), p. 8.

¹¹⁸ Vgl. z.B. Art. 10 des *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrages von 1967.

¹¹⁹ Vgl. Art. 7 bis 9 des *APCO*-Vertrages.

¹²⁰ In Art. 9 des Vertrages war zudem eine Anpassung der Preise über einen genau definierten Index vorgesehen.

¹²¹ *Van Meurs* bezeichnet den Zeitraum ab 1978/79 als denjenigen, in dem sich neue und innovative Verträge (sog. *Comprehensive Petroleum Arrangements*) entwickelt haben (vgl. *van Meurs* (1986), p. 108).

¹²² Abgedruckt in *Barrows, South America*, Suppl. 48, p. 1 ff.

dazugehörigen "General Conditions for Bidding".¹²³ Die Risk Service-Verträge enthielten weiterhin die Verpflichtung des Kontraktors, das geförderte Öl für einen meist von der Fördermenge abhängigen Preis an Y.P.F. zu liefern.¹²⁴ Dieser Preis bestimmte sich jedoch nach einer komplexen Formel, in der jeweils der zum jeweiligen Feststellungszeitraum fixierte repräsentative Ölausfuhrpreis, der aktuelle Dollar-Peso-Wechselkurs, der aktuelle Großhandelspreis-Index Argentiniens und der aktuelle Großhandelspreis-Index für Importe zu den jeweiligen Basispreisen bzw. -indizes in Beziehung gesetzt werden.¹²⁵ Diese Relativpreise werden dann mit unterschiedlicher Gewichtung zu einem Index zusammengefaßt.¹²⁶ Dieser wird schließlich mit dem repräsentativen Basisausfuhrpreis und dem sog. K-Faktor multipliziert. Letzterer legt denjenigen Prozentsatz des durch die Restformel errechneten indizierten Ölpreises fest, der dem Kontraktor von Y.P.F. zu zahlen ist. Der K-Faktor wurde dabei entweder starr und damit unabhängig von der Fördermenge¹²⁷ oder flexibel in Abhängigkeit von der Fördermenge gestaffelt.¹²⁸

Beträchtliche Differenzen bestanden auch in der Zahlungsweise. Während noch bei den

¹²³ Vgl. "Law No. 21.778 dated 14. April 1978 authorizing Onshore & Offshore Petroleum Contracts with international Companies" (abgedruckt in *Barrows*, South America, Suppl. 53, p 1 ff.) und "Decree No. 2658 dated 6. Nov. 1978 containing Regulations to Risk Contract Law No. 21.778 of 14. April 1978" (abgedruckt in *Barrows*, South America, Suppl. 51, p. 1 ff.).

¹²⁴ Trotz der vom Gesetzgeber und den Vertragsparteien gewählten Bezeichnung als "Risk Service Contract" handelt es sich nach der oben genannten typologischen Zuordnung demnach weiterhin um sog. "Fee-per-Barrel-Contracts". Vgl. zum Problem der typologischen Zuordnung und deren Relevanz *Khan* (1988), p. 82 sowie *Müller* (1988), p. 8 ff.

¹²⁵ Maßgeblich für die Basispreise bzw. -indizes ist jeweils das Datum der Angebotsabgabe im Rahmen der "Bidding invitation".

¹²⁶ Die Gewichtung für die Relation aus aktuellem Ölpreis und Basis-Ölpreis ist dabei regelmäßig kleiner als die Summe der anderen Variablen. Das Verhältnis beträgt z.B. beim *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag 0,4 zu 0,6 und beim *Malargue Sur*-Vertrag 0,3 zu 0,7.

¹²⁷ Eine starre Ausgestaltung des "K-Faktors" findet sich z.B. in Art. 11 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages zwischen Y.P.F. und Buttes Argentina/Golfo Petrolero S.A. von 1980 und in Art. 11.1.1. des *Llancanelo*-Vertrages zwischen Y.P.F. und Unionoil Int'l Exploration Company, Ltd./Inalruco S.A. Petrolera von 1980.

¹²⁸ Beispiele für diese Vertragsgestaltung sind Art. 12 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag mit einem Konsortium bestehend aus Total S.A./DEMINEX - Deutsche Erdölversorgungsgesellschaft mbH/Bridas S.A.P.I.C. und Arfranco S.A.(1979) und Art. 11 des *Malargue Sur*-Vertrages mit Occidental de Argentina, Inc./Bridas/Union Texas/Compania Quimica von 1979. Der Koeffizient variiert in ersterem Vertrag von 0,645 (bis 5000 Kubikmeter/Tag in dem gesamten Gebiet) bis 0,45 (über 60000 Kubikmeter/Tag). In diesen Fällen ergibt sich eine treppenförmige Preis-Mengen-Funktion.

beiden Verträgen aus dem Jahr 1979 eine Aufteilung in 30 bzw. 35% in Pesos und 70 bzw. 65% in US-\$ festgelegt wurde,¹²⁹ mußten sich die Kontraktor-Unternehmen in den beiden Verträgen aus 1980 auf wesentlich ungünstigere Konditionen (70 bzw. 75% Pesos/30 bzw. 25% US-Dollars) beschränken.¹³⁰

Darüber hinaus war in den genannten Verträgen¹³¹ erstmalig eine Kaufoption¹³² bzw. eine Option auf Vergütung in Rohöl zugunsten des Kontraktors unter der Bedingung, daß die Voraussetzungen der Art. 6 des Hydrocarbons Law No. 17.319/67 erfüllt sind, vorgesehen.¹³³ Die angeführte Vorschrift normiert ein Exportverbot für Rohöl, solange die inländische Nachfrage nicht mit argentinischem Öl befriedigt werden kann.¹³⁴ Die Aufnahme der genannten Optionen in die Verträge erklärt sich damit, daß Argentinien zu diesem Zeitpunkt nahezu die gesamte Inlandsnachfrage decken konnte und es möglich erschien, daß das Land in Zukunft zum Nettoexporteur werden würde.

Schließlich spiegelte auch die Regelung der **Steuern und Abgaben** die deutliche Tendenz zur komplexeren Strukturierung des Fiscal Package wider. Zwar wurden die Kontraktor-Gesellschaften in allen Verträgen der allgemeinen steuerlichen Gesetzgebung unterworfen¹³⁵ und grundsätzlich festgelegt, daß *Y.P.F.* als Eigentümer der Rohstoffe zur Zahlung der gesetzlichen Förderabgabe (Royalty) in Höhe von 12% verpflichtet ist,¹³⁶ doch finden sich zahlreiche Modifikationen und Vergünstigungen, die hauptsächlich auf Vorschriften des neuen **Risk Contract Law No. 21.778/78** zurückzuführen sind. In allen Verträgen findet sich eine Klausel (sog. **Escalator Clause**), in der eine Änderung des angebotenen Preises für den Fall zugestanden wird, daß die Steuern (ausgenommen Umsatz- und

¹²⁹ Vgl. Art. 13.3 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages und Art. 12.3. des *Malargue Sur*-Vertrages.

¹³⁰ Vgl. Art. 12.3. des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*- und des *Llancanelo*-Vertrages.

¹³¹ Eine Ausnahme bildet insoweit der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag, der keine derartige Option enthält.

¹³² Vgl. Art. 14 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages.

¹³³ Vgl. Art. 11.4. des *Malargue Sur*-Vertrages und Art. 11.3. des *Llancanelo*-Vertrages.

¹³⁴ Vgl. *supra* Fn. 47.

¹³⁵ Vgl. Art 16.1 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages, Art. 13.1. des *Malargue Sur*-Vertrages, des *Llancanelo*- und des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages. Allgemeine Steuern und Abgaben sind u.a. eine Pachtgebühr (fee, canon) zugunsten von *Y.P.F.*, Einkommenssteuer, Exportsteuer, und sonstige Steuern (Kapitalsteuer, Stempelsteuer, Umsatzsteuer, ev. Mehrwertsteuer).

¹³⁶ Siehe Art. 93 des Hydrocarbons Law 17.319/67.

Verbrauchssteuern), die auf die Aktivitäten aus dem jeweiligen Vertrag erhoben werden, sich gegenüber den am Angebotsdatum gültigen Steuern erhöhen oder ermäßigen, und zwar im gleichen Maße, wie diese Änderungen sich auf den festgelegten Preis auswirken.¹³⁷ Außerdem wird eine Änderung des festgesetzten Preises um die Inzidenz neuer Steuern, die zum genannten Zeitpunkt noch nicht in Kraft waren, für zulässig erklärt.¹³⁸ Schließlich findet sich bisweilen eine Vorschrift, nach der der Kontraktor im ersten Jahr seiner Geschäftstätigkeit berechtigt ist, gegenüber der Einkommens- und Kapitalsteuer bis zu 100% der in der Aufschlußphase verwendeten Vermögenswerte abzuschreiben. Hinsichtlich der Einkommenssteuer können Steuerverluste aus jedem Finanzjahr auf der Basis der Veränderungen des Großhandelspreis-Indexes aktualisiert werden und in bestimmten Zeiträumen vorgetragen werden.¹³⁹

Das Fiscal Package der vorstehend beschriebenen Verträge zeigt deutliche Bemühungen um eine flexiblere Ausgestaltung der Regelungen hinsichtlich *Government Take* und *Rate of Return* des Investors. Die dabei verwendete Formel ist auch in der Lage, vertikale Schwankungen des Ölpreises bzw. des Wechselkurses zu verstetigen und damit eine Benachteiligung eines Vertragspartners weitgehend zu vermeiden. Die Formel versagt jedoch, wenn sich über einen längeren Zeitraum einer der Parameter in eine bestimmte Richtung entwickelt. So führte z.B. der im Zeitraum von 1978 bis 1982 ständig steigende Ölpreis zu einer starken Verschiebung der vertraglich antezipierten Gewinnverteilung. Durch die Gewichtung der Ölpreisrelation mit einem Faktor kleiner Eins¹⁴⁰ wird zwar verhindert, daß der Ölpreisanstieg voll durchschlägt, doch führt die Formel dennoch dazu, daß der Kontraktor *ceteris paribus* einen wesentlich niedrigeren Prozentsatz des (inzwischen stark gestiegenen) aktuellen Ölpreises erhält. Die Staatsgesellschaft wurde in dem Beispielsfall stark bevorteilt.¹⁴¹ Eine derartige Gewinnverlagerung wäre etwa durch eine Endogenisierung des K-Faktors, d.h. durch eine Korrektur aufgrund endogener Variablen

¹³⁷ Siehe hierzu im einzelnen C VII 2.

¹³⁸ Vgl. Art. 16.2 *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag, Art. 13.2 *Malargue Sur*-Vertrag, des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*- und *Llancanelo*-Vertrages. Diese "Escalator Clauses" gehen auf Art. 15 des Risk-Contract-Law 21.778 vom 14. 4. 1978 zurück.

¹³⁹ Vgl. Art. 13.1. a) und b) *Llancanelo*-Vertrag. Diese Klausel beruht auf Art. 14 a des Risk-Contract-Law 21.778/78; in 13.1 des *Malargue Sur*-Vertrages verzichtet der Kontraktor ausdrücklich auf die Ausübung dieser Option.

¹⁴⁰ Im *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag beträgt dieser Faktor 0,4 (*supra* Fn. 127).

¹⁴¹ Eine gegenteilige Ölpreisentwicklung über einen längeren Zeitraum hätte dagegen eine Benachteiligung der Staatsgesellschaft zur Folge.

zu verhindern gewesen.¹⁴² Ein weiterer Nachteil der verwendeten Ausgestaltung besteht darin, daß die einzelnen Indizes der genannten Formel zueinander in keinem kalkulierbaren Verhältnis stehen.¹⁴³ Außerdem wird durch die Tatsache, daß der "K-Faktor" nicht auf der Feldproduktion, sondern auf der Produktion des Gesamtgebietes basiert, ein wirtschaftlich nicht erwünschter Effekt erzielt. Es wird deshalb für die Kontraktorgesellschaft wirtschaftlich weniger sinnvoll in wenig vielversprechenden Feldern zu explorieren.¹⁴⁴

4) Die Petroleumverträge seit 1985

Eine erneute Wendung in Bezug auf die Ausgestaltung des Fiscal Package brachte das "Decree No. 1443 dated 5th August 1985 containing Basis for 1985 Bidding Invitation"¹⁴⁵, das die Grundlage für den "Model Contract of 1985" bildete, der wiederum als Verhandlungsbasis für die künftigen Service-Verträge diente.¹⁴⁶ Argentinien versuchte mit diesem Angebot die nachlassende Explorationstätigkeit wiederzubeleben und offerierte 164 Blocks (516.238 Quadratmeilen onshore und offshore).¹⁴⁷ Hauptmerkmal des neuen Modell-Vertrages war die Abkehr von der komplexen K-Faktor-Formel zur Bestimmung des von Y.P.F. zu zahlenden Preises. Die Vergütung des Kontraktors wurde nunmehr lediglich am aktuellen Weltmarktpreis orientiert, so daß eine einseitige Gewinnverlagerung zu Lasten einer Vertragspartei infolge einer Veränderung des Ölpreises nicht mehr möglich ist. Im einzelnen errechnet sich die Vergütung folgendermaßen: Die Gesamtfördermenge, die an die Y.P.F. zu liefern ist, wird zunächst zu Weltmarktpreisen bewertet. Davon werden 12% als Förderabgabe (Royalty) abgezogen und von der Y.P.F. als Eigentümerin

¹⁴² In unserem Beispielsfall hätte eine zusätzliche horizontale Staffelung des "K-Faktors" in Abhängigkeit von starken Ölpreisschwankungen zu einer Erhöhung des prozentualen Anteils des Kontraktor-Konsortiums geführt. Da dies jedoch nicht im Vertrag vorgesehen ist, mußte eine entsprechende Änderung durch Neuverhandlungen erreicht werden. Im Jahre 1987 erhöhte Y.P.F. den "K-Faktor" bei Preisen von unter US-\$ 20 von maximal 64.5% auf 80% (vgl. *Oil & Gas Journal*, Oct. 19, 1987, p. 19: "More development likely off Argentina"; *FAZ*, 19. April 1988, p. 15: "Öl und Gas von Kap Hoorn").

¹⁴³ Vgl. *Mikesell* (1984), p. 98.

¹⁴⁴ Vgl. *Mikesell* (1984), p. 98.

¹⁴⁵ Abgedruckt in *Barrows*, South America, Suppl. 83, p. 1 ff.

¹⁴⁶ Vgl. hierzu *Dabinovic* (1985/86), p. 75 ff.

¹⁴⁷ Vgl. hierzu *Oil & Gas Journal*, July 8, 1985, p. 28; *Oil & Gas Journal*, Sept. 16, 1985, p. 75.

der Rohstoffe an den argentinischen Staat abgeführt.¹⁴⁸ Von der verbleibenden Restsumme erhält nun die *Y.P.F.* einen bestimmten Prozentsatz als Pachtzahlung (Lease, Fee, Canon).¹⁴⁹ Die Höhe dieser Pachtzahlung ist zum einen von der Risikobewertung des Feldes und zum anderen von der geförderten Ölmenge abhängig und variiert bei "medium risk"-Feldern zwischen 12 und 22% und bei "high risk"-Feldern zwischen 4 und 10%.¹⁵⁰ Im einzelnen ergeben sich die Prozentsätze aus einer sog. "fixed specific rate", zu der eine "variable specific rate" addiert wird. Letztere ist davon abhängig, welchen Prozentsatz die kumulierte Jahresproduktion im Vergleich zur geschätzten Gesamtproduktion des Feldes, die vorher im sog. *Oil Production Program* (vgl. Attachment F-2) festgelegt wird, erreicht hat.¹⁵¹ Den verbleibenden Restbetrag erhält dann die Kontraktor-Gesellschaft als sog. *Exploitation Result*.¹⁵² Im übrigen ist sie der allgemeinen Besteuerung unterworfen,¹⁵³ wobei jedoch eine Ausnahme von der Exportsteuer möglich ist.¹⁵⁴ Darüber hinaus enthält der Vertrag Vorkehrungen, die sicherstellen, daß etwaige Änderungen der Steuersätze nicht zu Lasten des Kontraktors gehen.¹⁵⁵

Erstmals enthalten die Verträge eine Option zugunsten der Staatsgesellschaft *Y.P.F.*, eine

¹⁴⁸ Hiervon muß *Y.P.F.* gemäß Art. 12 Decree P.E.N. No. 1443/85 wiederum 25% an die Provinzen abführen (vgl. Art. 15.4. *Rawson Basin*-Vertrag).

¹⁴⁹ Vgl. Art. 13.1, 11.3 iVm Attachment K des *Rawson Basin*-Vertrages von 1986 zwischen der *Y.P.F.* und Esso/Chevron Group; Art. 13.1. iVm 11.3 des Modell-Vertrages (s. o.).

¹⁵⁰ Die bei *Barrows*, (1987), p. 71 genannte Spanne von 3-18% ist insoweit unrichtig.

¹⁵¹ Während der Förderperiode ist alle zwei Jahre eine Anpassung der Gesamtrate vorgesehen, falls sich die Schätzungen in Bezug auf die mögliche Gesamtförderung ändern (vgl. zum Ganzen *Rawson Basin*-Vertrag, Attachment L, P-90 ff.).

¹⁵² Gem. Art. 14.2.1. des *Rawson Basin*-Vertrages ist eine Auszahlung im Verhältnis 30% (Austral) zu 70% (US-\$) vorgesehen.

¹⁵³ *Barrows*, (1987), p. 75, nennt folgende zu diesem Zeitpunkt gültige Steuersätze: Einkommenssteuer 45%, Exportsteuer 40.83%, Mehrwertsteuer (VAT) auf erworbene Waren 18%, Sonstige Steuern (Kapitalsteuer, Stempelsteuer, Umsatzsteuer) 6%.

¹⁵⁴ Esso wurde per Decree 127/85 vom November 1985 von der Zahlung der Exportsteuer iHv 40.83% befreit (vgl. Art. 15.5. *Rawson Basin*-Vertrag).

¹⁵⁵ Vgl. *Dabinovic* (1985/86), p. 77. Ausführlich *infra* C VII 2.

Joint Venture mit der Kontraktor-Gesellschaft einzugehen.¹⁵⁶ In diesem Falle erfolgt die Vergütung des Kontraktors in Öl gemäß einem den Beteiligungsverhältnissen entsprechenden Anteil am *Exploitation Result* (s.o.).¹⁵⁷

Schließlich enthielt der Modell-Vertrag eine Klausel, die *Y.P.F.* dazu berechnigte, den Anteil der Vergütung, der laut Art. 14.2.1. in Fremdwährung zu zahlen war, in Form von Raffinerieprodukten zu begleichen.¹⁵⁸ Darüber hinaus wurde bei Vorliegen der Voraussetzungen für die Aufhebung des Exportverbotes eine Bezahlung in Rohöl vorgesehen.¹⁵⁹ Von diesen beiden Klauseln, die deutlich die bestehende Devisenknappheit Argentinien widerspiegeln, konnte jedoch im *Rawson Basin*-Vertrag nur die letztere für den Fall durchgesetzt werden, daß *Y.P.F.* die Qualität des gelieferten Öls als für argentinische Raffinerien ungeeignet bewertet.¹⁶⁰

Trotz der Abwendung von der komplexen Vergütungsformel der ersten Risk Service-Verträge und einer Hinwendung zu der relativ einfachen, eventuelle Ölpreisschwankungen prozentual gleichmäßig auf beide Parteien verteilenden Kombination von Förderabgabe und Pachtzahlung, weist die Ausgestaltung des Fiscal Package sowie der damit in Zusammenhang stehenden Rechte der *Y.P.F.* gewisse Schwächen auf. Insbesondere letztere waren Gegenstand der Kritik zahlreicher unabhängiger Ölgesellschaften und führten dazu, daß die Ausschreibung von 1985 wenig erfolgreich verlief.¹⁶¹ Der Schwerpunkt der Kritik konzentrierte sich neben wirtschaftlichen Erwägungen vor allem auf Einschränkungen der Kontrollfunktionen der Kontraktor-Gesellschaften durch das *Y.P.F.* zustehende Recht, einen Fund für wirtschaftlich verwertbar zu erklären¹⁶², sowie die Zeitspanne, in der

¹⁵⁶ Vgl. Art. 12.1., 12.3. *Rawson Basin*-Vertrag bzw. Sec. 12.1., 12.3. Modell-Vertrag. Gemäß Art. 12.2. kann *Y.P.F.* eine Beteiligung zwischen 15 und 50% fordern und muß die Option 90 Tage nach der Erklärung der Wirtschaftlichkeit des Vorkommens durch die in Art. 5.1. genannte Behörde erklären. Auf die Joint Venture finden gemäß Art. 12.3. der Verträge die Vorschriften der Art. 377-383 des "Company Law" No. 19.550, geändert durch Nr. 22.930 Anwendung. Bezgl. Einzelheiten vgl. Attachment J zum *Rawson Basin*-Vertrag und die Ausführungen *infra* C IV 2.

¹⁵⁷ Vgl. Art. 13.2. iVm Attachment J-3 des *Rawson Basin*-Vertrages.

¹⁵⁸ Vgl. Sec. 14.5. des Modell-Vertrages.

¹⁵⁹ Vgl. Sec. 14.5. des Modell-Vertrages sowie Sec. 8 para. h Decree No. 1443/85 iVm Art. 3 und 6 des Law No. 17.319/67. Siehe insgesamt zu den Bedingungen des neuen Modell-Vertrages *Oil & Gas Journal*, Sept. 16, 1985, p.75; *Dabinovic* (1985/86), p. 75 ff..

¹⁶⁰ Vgl. Art. 14.5 des *Rawson Basin*-Vertrages.

¹⁶¹ Siehe *Petroleum Economist*, March 1986, p. 106/107.

¹⁶² Vgl. beispielsweise Art. 3.7. *Rawson Basin*-Vertrag

Y.P.F. ihr Assoziationsrecht ausüben konnte.¹⁶³ Diesen Einwänden wurde inzwischen von seiten der Regierung Rechnung getragen. In der 1987 ergangenen "3rd Bidding Invitation", die auf dem Decree No. 623/87 basiert, wurden die der *Y.P.F.* zustehenden Rechte z.T. erheblich beschnitten.¹⁶⁴ So wurde das Recht, einen Fund für wirtschaftlich förderbar zu erklären, auf die Kontraktor-Gesellschaft übertragen.¹⁶⁵ Die Assoziationsoption zugunsten von *Y.P.F.* wurde auf 45 Tage nach Genehmigung des Förderplans begrenzt.¹⁶⁶ Darüber hinaus ist die sowieso nur schwer durchsetzbare Option zugunsten von *Y.P.F.*, in gewissen Fällen in Raffinerieprodukten zu zahlen, weggefallen.¹⁶⁷ Schließlich ist auch eine Erhöhung der Vergütung für Gasfunde auf 27% des Weltmarktpreises vorgesehen.¹⁶⁸ Diese aus der Sicht der Ölgesellschaften positiven Änderungen führten zu einem vergleichsweisen starken Interesse an den insgesamt 30 ausgeschriebenen Blocks. Ende 1987 hatten 27 Gesellschaften insgesamt 34 Angebote abgegeben.¹⁶⁹

Wie die Resonanz zeigt, ist das am sog. *Exploitation Result* orientierte System (s.o.) der Verteilung von Government Take und Kontraktorvergütung von den Ölgesellschaften akzeptiert worden. In der Tat bietet es gegenüber der Berechnung anhand der K-Faktor-Formel beträchtliche Vorteile. Zum einen sind die zu erwartenden Resultate für die Ölgesellschaften im Hinblick auf die Produktionsdaten und den aktuellen Weltölpreis leicht kalkulierbar. Eine Einbeziehung verschiedener, schwer abschätzbarer Preisindizes ist nicht mehr nötig. Zum anderen werden eventuelle Ölpreisveränderungen gemäß der *ex ante* festgelegten prozentualen Verteilung in gleichem Maße an die Vertragsparteien weitergegeben. Eine einseitige Verlagerung der prozentualen Gewinnanteile ist somit nicht mehr möglich. Dennoch begegnet diese "argentinische Sonderregelung" im Vergleich zu der an der **Rate of Return (ROR)** des vom ausländischen Investor eingesetzten Kapitals orientierten Gewinnverteilung, wie sie sich als vorläufiger Endpunkt der Vertragsentwicklung

¹⁶³ Vgl. beispielsweise Sec. 12.1., 12.3. des Modell-Vertrages.

¹⁶⁴ Siehe *Oil & Gas Journal*, July 13, 1987, p. 22/23; *Dabinovic* (1987/88), p. 142 ff.

¹⁶⁵ Die räumliche Abgrenzung des Exploitation Lots bedarf jedoch der Billigung der argentinischen Energie-Behörde innerhalb von 45 Tagen (Sec. 8 para c Decree No. 623/87); vgl. *Dabinovic* (1987/88), p. 143.

¹⁶⁶ Vgl. Sec. 8 para f Decree No. 623/87.

¹⁶⁷ Vgl. Sec. 8 para h Decree No. 623/87.

¹⁶⁸ Dies bedeutet eine Erhöhung gegenüber dem bisher gezahlten Preis von ca. 14% (s. *Oil & Gas Journal*, July 13, 1987, p. 23).

¹⁶⁹ Vgl. *Oil & Gas Journal*, Nov. 2, 1987, p. 23.

in anderen Staaten entwickelt hat, gewissen Bedenken.¹⁷⁰ Die nötige Flexibilisierung wird dabei durch eine Anknüpfung an die Income Tax oder den Profit-Oil-Split erreicht.¹⁷¹ Basiert die Ausgestaltung der Einkommenssteuer auf der ROR, so steigt die Steuerbelastung des ausländischen Investors progressiv mit zunehmender ROR.¹⁷² Dagegen nimmt bei einem ROR-orientierten Profit-Oil-Split der Umfang des dem Gaststaat zustehenden sog. *Profit-Oils*¹⁷³ proportional zur ROR zu.¹⁷⁴ Dadurch wird eine progressive prozentuale Partizipation des Gaststaates an den höheren Gewinnen der Investoren, die z.B. aus einem anhaltenden Ölpreisboom resultieren können, gewährleistet. Bei der argentinischen Regelung würde sich in diesem Falle lediglich eine Beteiligung in Höhe der starren Prozentsätze ergeben. Bei Annahme eines anhaltenden Ölpreisverfalls bieten die ROR-orientierten Ansätze den Vorteil, daß der *Government Take* progressiv reduziert wird, und so die Möglichkeiten einer Kostendeckung durch die Gesellschaften verbessert werden. Bei der am *Exploitation Result* anknüpfenden argentinischen Regelung würden dagegen prozentual unveränderte Pacht- und Förderabgaben fällig werden. Dies hätte zur Folge, daß der Punkt, an dem die Einnahmen die Ausgaben der Kontraktor-Gesellschaft nicht mehr decken, wesentlich früher erreicht wäre. Das argentinische System erweist sich demgemäß als in gewisser Weise weniger flexibel als die ROR-orientierten Modelle. Dieser substantielle Nachteil wird jedoch durch die wesentlich leichtere Überprüfbarkeit der Berechnungsgrundlagen¹⁷⁵ teilweise kompensiert. Zudem besteht nicht die bei den ROR-orientierten Modellen aufgetretene Gefahr einer unangemessenen Kostengenerierung, d.h. daß es für die Kontraktor-Firma ökonomisch sinnvoll sein kann, *dry holes* zu bohren oder sonstige wirtschaftlich unsinnige Investitionen zu tätigen, um den Gewinn bei niedriger Nettoinve-

¹⁷⁰ Insoweit wird auch von einer sog. "Resource Rent Tax" gesprochen. Vgl. hierzu die grundlegende Arbeit von *Garnaut/Ross* (1975), dort insb. p. 277 ff.

¹⁷¹ Vgl. *Müller* (1988), p. 24.

¹⁷² Gebräuchlich für diese Art der Besteuerung sind die Begriffe "Excess Profit Tax" und "Windfall Profit Tax". Diese Technik machen sich u.a. Australien, Papua-Neuguinea, Guinea-Bissau, Madagaskar und Somalia zu eigen (vgl. *Le Leuch* (1986), p. 217).

¹⁷³ Unter "Profit Oil" versteht man beim Production Sharing-Konzept das Öl, welches nach Abzug des die Unkosten des Investors deckenden Öls (sog. "Cost Oil") zwischen den Vertragspartnern aufgeteilt wird (vgl. *Müller* (1988), p. 15).

¹⁷⁴ Diese Technik wurde, soweit ersichtlich, in ihrer Reinform nur in weniger bedeutenden Förderländern verwendet. Ein Beispiel bietet der am 15. 12. 1983 zwischen der Republik Äquatorial-Guinea und einem Investoren-Konsortium unter Mithilfe der Weltbank abgeschlossene *Elf-Aquitane*-Vertrag (abgedruckt in *Barrows, South & Central Africa*, Suppl. 79, p. 20 ff.).

¹⁷⁵ Dies sind Ölpreis, Fördermenge und Feldbewertung einerseits und Kosten/Gewinn-Relation andererseits.

stitution zu erhöhen.¹⁷⁶

C IV Organisation der institutionalisierten Kooperation der Vertragspartner

In diesem Abschnitt werden die vertraglich vorgesehenen Formen institutionalisierter Zusammenarbeit zwischen *Y.P.F.* und den Investoren untersucht. Hierunter fällt einmal die Bildung von Gremien, die von den Vertragspartnern personell beschickt werden und denen in der Regel nur eine Kontrollfunktion obliegt. Die Übernahme finanzieller Verpflichtungen oder ein Anrecht auf den wirtschaftlichen Erfolg der Investition ist mit der Bildung derartiger Gremien nicht verbunden (dazu im ersten Unterabschnitt). Dem gegenüber stehen vertragliche Regelungen, die die Gründung von Gemeinschaftsunternehmen, sog. *Joint Ventures* oder *Entreprises Conjointes*, vorsehen (dazu im zweiten Unterabschnitt).

1) Formen der institutionalisierten Kooperation zwischen Investor und *Y.P.F.* außerhalb eines Gemeinschaftsunternehmens

Untersuchte ältere Verträge sahen keine institutionalisierte Kooperation zwischen *Y.P.F.* und Investor vor. Erst der im Jahre 1968 abgeschlossene *APCO*-Vertrag bestimmt die Bildung eines *Work Committee*.¹⁷⁷ Gem. dessen Art. 23, der die Bildung und Zusammensetzung sowie die Grundzüge der Arbeitsweise des *Work Committee* regelt, stellen *Y.P.F.* und der Investor jeweils zwei Mitglieder. Entscheidungen werden mit einfacher Mehrheit getroffen, wobei auch dem Chairman, der abwechselnd aus dem Kreis der von *Y.P.F.* und der vom Investor bestimmten Mitglieder zu wählen ist, keine besonderen Stimmrechte zukommen. Die Aufgaben, die dem *Work Committee* zugewiesen sind, beschränken sich auf Prüfungs- und Kontrollfunktionen. Weisungs- oder Entscheidungsrechte hat es dagegen nicht.¹⁷⁸

In den übrigen untersuchten Verträgen ist ebenfalls die Bildung eines gemeinsamen Gremiums vorgesehen, allerdings mit einer etwas von der des *APCO*-Vertrages abweichenden

¹⁷⁶ Dieser Effekt wird unter dem bildhaften Begriff *Gold Plating* in der Literatur diskutiert (vgl. etwa *van Meurs* (1986), p. 118).

¹⁷⁷ Vgl. Art. 23 f., 4 und 19 des *APCO*-Vertrages.

¹⁷⁸ Vgl. im einzelnen Art. 24 sowie Art. 4 und Art. 19 des *APCO*-Vertrages.

Konzeption. In der Regel trägt dieses den Namen *Liason Committee*¹⁷⁹ und hat Conflict Screening-Funktionen¹⁸⁰ zu erfüllen: Meinungsverschiedenheiten, die im Zuge der Durchführung des Vertrages auftreten, sind von ihm mit dem Ziel einer einvernehmlichen Lösung zu diskutieren. Das *Liason Committee* ist paritätisch mit Vertretern von *Y.P.F.* und der Investoren besetzt und gibt sich selbst eine Geschäftsordnung. Eine Befugnis zur autoritativen Streiterledigung kommt ihm dagegen ebenfalls nicht zu. Die Regelungen in den einzelnen Verträgen weisen keine wesentlichen Unterschiede auf.¹⁸¹

2) Gemeinschaftsunternehmen mit Y.P.F. in argentinischen Petroleumverträgen

Die Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens zwischen *Y.P.F.* und den ausländischen Investoren ist erstmals in Sec. 8 para f Decree No. 1443/85 und dem darauf beruhenden Modell-Vertrag vorgesehen und wurde dann im *Rawson Basin*-Vertrag auch vereinbart.¹⁸² Über die Gründe, die Argentinien so spät veranlaßten, die Praxis anderer erdölfördernder Staaten aufzugreifen, kann nur spekuliert werden. Zum einen ist natürlich denkbar, daß Gemeinschaftsunternehmen gegenüber potentiellen Investoren einfach nicht vertraglich durchsetzbar waren. Möglich erscheint aber auch eine andere Erklärung, die mit der 'Ideologie' des *Service Contract* zusammenhängt. Herkömmlicherweise rechnet man die argentinischen Erdölverträge zu der jüngsten Gruppe der Vertragsformen. Die Evolution der Vertragsformen Konzession - Joint Venture - Service Contract wird teilweise als Ausdruck zunehmender Selbständigkeit der Gaststaaten bei der Rohstoffgewinnung bewertet. Nach dieser Auffassung geht der Entwicklungsprozeß von der Förderung der Rohstoffe unter der ausschließlichen Regie ausländischer Investoren unter dem Konzessionsregime über die gemeinsame Ausbeutung unter der Rechtsform einer Joint Venture bis hin zur eigenverantwortlichen Erschließung und Förderung durch den Gaststaat selbst, wobei ausländische Investoren lediglich noch gewisse Dienste leisten.¹⁸³

¹⁷⁹ Im *Llancanelo*-Vertrag wurde dagegen die Bezeichnung *Coordinating Committee* gewählt, vgl. dort Art. 21.

¹⁸⁰ Zum Begriff vgl. Schanze (1986), p. 160.

¹⁸¹ Vgl. Art. 22 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages (1978), Art. 21 des *Malargue Sur*-Vertrages, Art. 21 des *Llancanelo*-Vertrages (1980), Art. 21 p. 1 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages (ebenfalls 1980), Sec. 22 des Modell-Vertrages (1985) sowie Art. 22 des *Rawson Basin*-Vertrages (1986).

¹⁸² Vgl. zum ganzen *Dabinovic* (1985/86), p. 76 f.

¹⁸³ Von dieser Annahme scheint z.B. *Zakariya* (1976) auszugehen, vgl. dort p. 554 und p. 564.

Legt man diese Annahme¹⁸⁴ zugrunde, so muß natürlich die Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens als ein Rückschritt erscheinen.

a) Bildung, Aufgaben und Arbeitsweise der Joint Venture

Die einschlägigen Bestimmungen sind jeweils in Art. 12 der Verträge enthalten sowie in den Attachments J, J-1, J-2 und J-3.¹⁸⁵ Danach wird *Y.P.F.* die Option eingeräumt, im Falle eines wirtschaftlich verwertbaren Kohlenwasserstofffundes die Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens zwischen ihr und den Investoren zu verlangen. Ob *Y.P.F.* die Option ausübt, liegt völlig in ihrem Ermessen. Die Höhe der Beteiligung von *Y.P.F.* ist abhängig von der Risikoträchtigkeit und der prognostizierten Ergiebigkeit des jeweils im Vertragsgebiet entdeckten Vorkommens, übersteigt aber in keinem Fall 50%. Bei kleineren Vorkommen besteht kein Recht zur Beteiligung.¹⁸⁶ Die zu gründende Joint Venture bezieht sich also nicht auf das gesamte Vertragsgebiet, sondern nur auf einzelne sog. *Exploitation Lots*.¹⁸⁷ Bei dem ggf. zu bildenden Gemeinschaftsunternehmen handelt es sich um eine *Unión Transitoria de Empresa*, also - wie im Petroleumsektor üblich¹⁸⁸ - um keine juristische Person.

Die Ausübung der Option ist allerdings zeitlichen Beschränkungen unterworfen: Sie muß innerhalb von 90 Arbeitstagen nach Verleihung eines *Exploitation Lot* durch die *Enforcement Authority* erfolgen,¹⁸⁹ wobei Art. 12.1 vorschreibt, daß *Y.P.F.* '*shall formally communicate its decision*'. Der Modell-Vertrag sah allerdings darüber hinaus vor:

In case Y.P.F. does not give such communication within the time established (i. e.

¹⁸⁴ Die übrigens, so allgemein formuliert, in der Mehrzahl der Fälle unzutreffend ist.

¹⁸⁵ Die Anlagen zum Modell-Vertrag sind allerdings nicht publiziert. Da der Modell-Vertrag und der *Rawson Basin*-Vertrag aber weitgehend übereinstimmen, ist davon auszugehen, daß die im *Rawson Basin*-Vertrag enthaltenen Regelungen auch auf den Modell-Vertrag zutreffen. Soweit Unterschiede aus der Literatur entnommen werden konnten, sind diese im Text vermerkt.

¹⁸⁶ Vgl. Art. 12.1 des Vertrages in Verbindung mit Attachment J-3.

¹⁸⁷ Ein *Exploitation lot* bildet ein von der sog. *Enforcement Authority* für wirtschaftlich abbaubar erklärtes und im Vertragsgebiet gelegenes Feld, das der Investor 20 Jahre lang abbauen darf, vgl. Art 5.1.

¹⁸⁸ *David* (1988), p. 45.

¹⁸⁹ Gemäß Sec. 8 para f Decree No. 623/87, auf dem die 3rd Bidding Invitation basiert, ist nur noch eine 45-tägige Frist vorgesehen; nach Ablauf dieser Frist verliert *Y.P.F.* unwiderruflich ihr Beteiligungsrecht (vgl. *Oil & Gas Journal*, July 13, 1987, p. 22; *Dabinovic* (1987/88), p. 143).

90 Arbeitstagen), *it will be considered that it has decided not to associate in the exploitation of said EXPLOITATION LOT. However, in the event of a substantial variation of the technical and economic conditions*¹⁹⁰ *taken into account for the declaration of commerciality, Y.P.F. shall have a new option to become associated with the CONTRACTOR (...)*

Die dehnbare Formulierung der Voraussetzungen, bei deren Vorliegen *Y.P.F.* nochmals die Option zur Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens haben sollte, wurde seitens der potentiellen Investoren als gravierender Nachteil erachtet, da dadurch eine wirtschaftliche Kalkulation erschwert wurde.¹⁹¹ Dieser Kritik wurde in Art. 12.1 des *Rawson Basin*-Vertrages durch folgenden Zusatz Rechnung getragen:

Y.P.F. shall consider that there have been changes of circumstances for the purpose of the second option of association only in the case of discovering new fields in the EXPLOITATION LOT, both horizontally or vertically.

Die Ausführung der konkret durchzuführenden Arbeiten im Zusammenhang mit der Erschließung des Feldes und der Förderung des Rohöls bzw. des Erdgases obliegt einem Operator, der von den Investoren benannt und ggf. auch abberufen wird.¹⁹² Forum der Zusammenarbeit zwischen den Vertragspartnern ist das *Executive Committee*, das sich zusammensetzt aus je einem Vertreter der einzelnen Vertragspartner.¹⁹³ Die Stimmrechtsverhältnisse richten sich nach dem Maß der Beteiligung an der Joint Venture.¹⁹⁴ Beschlüsse sind grundsätzlich gültig, wenn sie von einer Mehrheit von mehr als 50% der Anteilseigner gefaßt werden, ausnahmsweise ist Einstimmigkeit erforderlich.¹⁹⁵ Die Investoren können also nicht von *Y.P.F.* überstimmt werden. Einstimmigkeit ist vorgesehen für die Billigung des *Annual Activity Programme* und des *Annual Budget*,¹⁹⁶ für die Billigung zusätzlicher, nicht im Annual Budget enthaltener Ausgaben, die US-\$ 500.000 überschreiten, für die generelle Festlegung der Art und des Inhalts der

¹⁹⁰ Hervorhebungen von den Verf.

¹⁹¹ Die Ausübung der Option hat für die Investoren Gewinnminderungen zur Folge.

¹⁹² Vgl. Attachment J, dort Art. 2.5.

¹⁹³ Vgl. Attachment J, dort Art. 4.1.

¹⁹⁴ Vgl. Attachment J, dort Art. 4.5.

¹⁹⁵ Insoweit sind die Bestimmungen von Sec. 383 des Company Law No. 19.550 und No. 22.903, die Einstimmigkeit der Beschlüsse vorsehen, abbedungen.

¹⁹⁶ Hinsichtlich des *Annual Budget* wurden allerdings vertragliche Vorkehrungen getroffen, die ein gewisses Maß an Flexibilität sichern, falls sich die Kosten anders entwickeln als budgetiert oder falls zusätzliche Kosten anfallen: Für das einmal beschlossene *Annual Budget* bedarf eine Ausgabenüberschreitung in Höhe von bis zu 10% keiner weiteren Genehmigung mehr, vgl. Attachment J, dort Art. 7.4.

Informationspflichten des Operators, für den Abschluß von Verträgen durch den Operator, die nicht im Annual Budget enthalten sind, und deren Wert der finanziellen Verpflichtungen 500.000 US-\$ überschreitet und den Abschluß eines gerichtlichen Vergleichs über diese Summe.¹⁹⁷ Für den Fall, daß eine einstimmige Entscheidung nicht zustandekommt, bestimmt Art 4.10, daß die sich in Argentinien befindenden ranghöchsten Vertreter der einzelnen Vertragspartner innerhalb von 10 Tagen zusammenkommen sollen, um eine Einigung zu erzielen. Falls auch dies fehlschlägt, so kann, sofern es sich um die Entwicklung eines Feldes handelt, die unter den Vertragspartnern umstritten ist, diese alleine von demjenigen, der sie vorgeschlagen hatte, auf eigenes finanzielles Risiko durchgeführt werden.¹⁹⁸ Soweit dies nicht möglich ist und es z.B. an einem Annual Budget überhaupt fehlt, soll der Operator gleichwohl das Annual Activity Program ausführen und ist gegenüber den übrigen Vertragspartnern zu Aufwendungsersatz berechtigt.¹⁹⁹

Die Ausgestaltung der Stellung des Operators weicht nicht von den üblicherweise getroffenen Regelungen ab:²⁰⁰ Seine Pflichten werden zunächst in Art. 5.1 (Attachment J) general-klauselartig umschrieben, Art. 5.3 und 5.4 enthalten dann eine mehr illustrierende Aufzählung. Die Haftung des Operators ist gem. Attachment J, dort Art. 5.2, begrenzt:

*The OPERATOR shall not be responsible to the PARTIES for any error or omission on its part during the normal performance of its duties under the conditions established in this Contract, provided such actions or omissions do not result from the OPERATOR's direct fault or fraud.*²⁰¹

Was die Finanzierung der gemeinsamen Operationen betrifft, so gilt: Die laufenden Kosten werden von allen Vertragspartnern gemeinsam im Verhältnis ihrer Anteile getragen.²⁰² Die Vertragspartner haben ihren Anteil an den Kosten auf ein *Joint Account* zu überweisen. Falls einer der Vertragspartner seinen Zahlungspflichten innerhalb von 90 Tagen nicht nachkommt, so verliert dieser gem. Art. 9.3 (Attachment J) sein Stimmrecht im *Executive Committee* und hat Verzugszinsen in Höhe des *Libor*-Zinssatzes zuzüglich 2 3/8% zu bezahlen. Neben den gerade genannten Sanktionen gilt für einen Zahlungsverzug von *Y.P.F.*

¹⁹⁷ Vgl. Attachment J, dort Art. 4.6 i.V.m. Art. 4.9.1, 4.9.2, 4.9.3 und 4.9.5.

¹⁹⁸ Vgl. Attachment J, dort Art. 4.10.2 i.V.m. Art 8, sog. *Sole Risk*-Clause.

¹⁹⁹ Vgl. Attachment J, dort Art. 4.10.3.

²⁰⁰ Vgl. hierzu im einzelnen *David* (1988), p. 54 - 57.

²⁰¹ Diese Regelung erklärt sich teilweise aus dem Umstand, daß der Operator, sofern es sich um einen der Vertragspartner handelt, nur zu Aufwendungsersatz berechtigt ist (vgl. Attachment J-1, dort Art. 3.14).

²⁰² Vgl. Attachment J, dort Art. 1 und Art. 9.1.

die Zusatzregelung, daß diese statt in bar in Rohöl bezahlen kann. Kosten, die im Zusammenhang mit der Durchführung der Joint Venture anfallen, und die von den Vertragspartnern auf jeden Fall gemeinsam getragen werden müssen, sind in Attachment J-1 eher umschreibend aufgezählt.

Y.P.F. hat den Investoren, falls sie ihre Option auf Beteiligung ausübt, die sog. *Direct Expenses* im Verhältnis zum Maß ihrer Beteiligung zu ersetzen. *Direct Expenses* sind die Kosten der Exploration und für das Abtäufen von Bohrungen, die sich als wirtschaftlich abbaubar erwiesen haben.²⁰³ Soweit die Explorationsaktivitäten dagegen nur zu 'dry holes' geführt haben, ist ein (anteiliger) Ersatz durch *Y.P.F.* ausgeschlossen. Die Kosten sind von den Investoren in US-\$ aufzuzeichnen, doch braucht *Y.P.F.* seinen Anteil nur in Höhe von 70% in US-\$, den Rest dagegen in argentinischer Währung zu entrichten. Solange *Y.P.F.* seiner Pflicht zur Zahlung der *Direct Expenses* nicht nachkommt, gebührt der auf *Y.P.F.* entfallende Anteil am *Exploitation Result*²⁰⁴ in vollem Umfang solange den Investoren, bis der zweifache Betrag plus Zinsen erreicht ist.²⁰⁵

Die Höhe der Erstattung der Explorations- und Erschließungskosten, die von *Y.P.F.* im Falle der Ausübung der Assoziationsoption zu leisten ist, wurde in Decree No. 623/87 Sec. 8 para f dahingehend neu geregelt, daß ein beteiligungsorientierter Anteil an den Kosten von *Y.P.F.* zu leisten ist.²⁰⁶

²⁰³ Eine nicht erschöpfende Auflistung der Kosten, die als *Direct Expenses* anzusehen sind, ist in Attachment J-2 enthalten.

²⁰⁴ Vgl. *supra* C III 4.

²⁰⁵ Vgl. Attachment J, dort Art. 6.3.

²⁰⁶ Eine detaillierte Auflistung über Umfang und Höhe des Anteils von *Y.P.F.* an den Explorations- und Entwicklungskosten findet sich bei *Dabinovic* (1987/88), p. 143.

b) Bewertung

Die *Y.P.F.* eingeräumte Option auf Bildung eines Gemeinschaftsunternehmens führte bis zum Erlaß von Decree No. 623/87 im Falle der Ausübung dieses Rechts in erster Linie zu einer Schmälerung der Rendite der Investoren, da sich *Y.P.F.* nicht an den vergeblich aufgewendeten Explorationskosten beteiligt und so *prima facie* eine Sonderstellung unter den Vertragspartnern einnimmt. Dagegen ist nicht ersichtlich, inwieweit Argentinien neben einer Erhöhung des Government Take darüber hinaus noch Nutzen speziell aus seiner Beteiligung ziehen kann. Wie die Ausgestaltung der einschlägigen Vertragsbestimmungen, insbesondere bezüglich der Aufgaben und Befugnisse des *Executive Committee* zeigt, ist mit der Beteiligung von *Y.P.F.* weder eine wesentliche Steigerung der Mitentscheidungsrechte verbunden noch dient diese z.B. dazu, Kenntnisse hinsichtlich des Einsatzes moderner Technologie oder des Managements von Petroleumoperationen u.ä. zu erwerben.

C V Rechtswahlklauseln

Gegenstand dieses Abschnitts sind Abreden, die das auf den Vertrag anwendbare Recht bestimmen. Diesen Abreden kommt im wesentlichen eine zweifache Funktion zu: Zum einen kann die gewählte Rechtsordnung den Vertragspartnern weitere (im Vertrag nicht ausdrücklich umschriebene) Rechte und Pflichten auferlegen. Zum anderen kann die von den Vertragspartnern in Bezug genommene Rechtsordnung einen Beurteilungs- und Interpretationsmaßstab bieten, sollten Zweifel bei der Bestimmung des Inhalts der vertraglich vereinbarten Rechte und Pflichten auftauchen.

Bis in die 60er Jahre war eine ausdrückliche Vereinbarung des allgemein anwendbaren Rechts in den von uns untersuchten Verträgen die Ausnahme. Allerdings verpflichten diese älteren Petroleumverträge den Investor ausdrücklich, einzelne Teile des argentinischen Rechts zu beachten. Hinsichtlich dieser Teilbereiche ist jedoch keine Konstanz in der Vertragspraxis festzustellen. Der *Rio Negro*-Vertrag aus dem Jahre 1958 nimmt vereinzelt ausdrücklich auf das Law No. 14.773 Bezug. Außerdem wird in Art. 13 stipuliert, daß die Investoren dem gesamten gegenwärtigen und zukünftigen Arbeitsrecht Argentiniens unterworfen sind. Dagegen haben sich die Vertragspartner von *Y.P.F.* im *Continental Oil*-Vertrag und im *Rio Salado*-Vertrag (beide aus dem Jahre 1961)

verpflichtet, die Normen der argentinischen Sozialgesetzgebung einzuhalten.²⁰⁷ Vergleichsweise oft nimmt der *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrag (1961) auf argentinische Gesetze, Verordnungen und Dekrete Bezug.²⁰⁸ Im *APCO*-Vertrag aus dem Jahre 1968 ist gem. Art. 20 der Investor allerdings nur an das jeweilige Recht, das den Import von Gütern regelt, ausdrücklich gebunden.

Neuere Verträge erklären allerdings durchweg argentinisches Recht für allgemein anwendbar. So bestimmt z.B. Art. 18.1 des *Rawson Basin*-Vertrages aus dem Jahre 1986:

*This CONTRACT shall be governed and interpreted according to the laws of the Argentine Republic.*²⁰⁹

Diese Regelungstechnik wurde in den meisten anderen neueren Verträgen ebenfalls verwendet,²¹⁰ wobei allerdings der *Malargue Sur*-Vertrag und der *Llancanelo*-Vertrag überdies ausdrücklich auf das Risk Contract Law No. 21.778 und die dazu erlassenen Verordnungen Bezug nehmen. Etwas anders formuliert dagegen der einzige ältere Vertrag mit einer ausdrücklichen Rechtswahlklausel:

*This contract, as well as Esso Sociedad Anónima Petrolera Argentina and the Argentine branch of Esso Argentina Inc. (i.e. die Vertragspartner von Y.P.F.) shall be subject to the Argentine laws that are applicable to them (...).*²¹¹

²⁰⁷ Vgl. jeweils Art. 21 der beiden Verträge.

²⁰⁸ Vgl. etwa Art. 10 b) (5) und Art. 12 (Devisenbeschränkungen); Art. 14 (Importe), Art. 15 (Bezug von Waren und Dienstleistungen aus dem Gaststaat), Art. 16 (Export der eingebrachten Ausrüstungsgegenstände), Art. 20 Abs. 2 c (Vertragsbeendigung durch Regierungsakte), Art. 16 und Art. 23 aE (Verstaatlichungen).

²⁰⁹ Art. 24.8 des *Rawson Basin*-Vertrages stellt allerdings in Übereinstimmung mit Art. 23 des Risk Contract Law No. 21.778/78 klar, daß das Foreign Investment Law No. 21.382/76 auf die unter dem Vertrag getätigten Investitionen keine Anwendung findet.

²¹⁰ Art. 19.1 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages, Art. 16.1 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages, Art. 16.1 des *Malargue Sur*-Vertrages und Art. 16.1 des *Llancanelo*-Vertrages. Der dem *Rawson Basin*-Vertrag zugrundeliegende argentinische Modell-Vertrag, gebraucht in Section 18.1 statt des Verbs 'interpreted' das Wort 'construed', was aber keinen sachlichen Unterschied bedeutet.

²¹¹ Art. 22 des *Rio Neuquén*-Vertrages aus dem Jahre 1958.

C VI Vertragsausfüllende Bestimmungen

Gegenstand dieses Abschnitts sind Abreden, denen die Funktion zukommt, weitere Maßstäbe bereitzustellen, falls sich im Laufe des Vertragsvollzuges Zweifel oder Streitigkeiten über den Inhalt der zwischen den Vertragspartnern bestehenden Rechte und Pflichten ergeben.

Weitaus am häufigsten finden sich in diesem Zusammenhang Vereinbarungen, daß der Investor Praktiken und Standards der Petroleumindustrie bei der Exekution des Vertrages einzuhalten hat. Die einschlägige Standardformel in den Verträgen aus den 80er Jahren lautet:

*'In every case the Contractor shall act pursuant to the generally accepted practices in the field of HYDROCARBON exploration and exploitation.'*²¹²

Auch die meisten älteren Verträge unterwerfen den Investor dem gerade skizzierten Standard.²¹³ Art. 9.5 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages (1978) schränkt den Anwendungsbereich einer derartigen Klausel ein, indem von den Investoren gefordert wird, *'to adopt security measures recommended by current legislation and practises accepted by the industry*²¹⁴ to avoid damage of any type (...)'.²¹⁵

²¹² So Art. 7.15 des *Rawson Basin*-Vertrages (1986) und der ihm zugrundeliegende Modell-Vertrag aus dem Jahre 1985. Nicht wortgleich aber ohne abweichenden Regelungsgehalt Art. 7.13 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979), Art. 7.13 des *Llanca-nelo*-Vertrages (1980) und Art. 6.12 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages (1980).

²¹³ Ähnliche Maßstäbe enthalten der *Rio Negro*-Vertrag aus dem Jahre 1958 (*'most modern and efficient methods within the good standard practices of the international oil industry'*, vgl. Art. 4 und 5 A), der *Rio Neuquén*-Vertrag (1958) (*'engineering rules and practices accepted in the oil industry'*, vgl. Art. 3 A), der *Continental Oil*-Vertrag und der *Rio Salado*-Vertrag (beide 1961 abgeschlossen) (*'in an efficient and workmanlike manner and in accordance with accepted petroleum industry practices'*, vgl. Art. V).

²¹⁴ Hervorhebungen von den Verf.

²¹⁵ Die neueren Verträge enthalten ebenfalls derartige Bestimmungen. Vgl. Art. 7 (Obligations of the Contractor), dort Abs. 6 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979) und des *Llanca-nelo*-Vertrages (1980): *Adopt the safety measures imposed by legislation or required by accepted practices in the industry* (Hervorhebungen von den Verf.), *in order to avoid disasters of any kind*. Ebenso Art. 6.6 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages (1980) sowie jeweils Art. 7.6 des Modell-Vertrages (1985) und des *Rawson Basin*-Vertrages (1986). Allerdings beschränken sie sich jedoch nicht auf diese, wie oben gerade gezeigt wurde.

Jüngere Verträge, die die Befugnis zu Offshore-Explorationen einräumen, verpflichten außerdem die Investoren zur Einhaltung der Anlage I der Richtlinie 21 der in London im Jahre 1973 unterzeichneten 'Internationalen Konvention zur Vermeidung der Verschmutzung durch Schiffe'.²¹⁶

Am Ende dieses Abschnitts ist noch auf zwei für die argentinische Vertragspraxis besondere Gestaltungen hinzuweisen. Gem. Art. 22.2 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979) müssen die Vertragspartner folgenden Verhaltenspflichten genügen:

(...) In consideration of the fact that a fluid and prompt execution of the operations herein contemplated is for the mutual benefit, the Parties agree to implement the terms of this Contract with the diligence and reasonableness of a good businessman. (...)

Diese Formel taucht erst wieder im Modell-Vertrag aus dem Jahre 1985 (dort Sec. 24.5) sowie in dem auf diesem beruhenden *Rawson Basin*-Vertrag (1986) auf (dort Art. 24.5), denzufolge die Vertragspartner den Vertrag mit '*businesslike diligence and reasonability*' ausführen sollen.

Ebenfalls in diesem Zusammenhang zu erwähnen ist die Verpflichtung, die der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag (1980),²¹⁷ der Modell-Vertrag (1985)²¹⁸ und der *Rawson Basin*-Vertrag (1986)²¹⁹ enthalten, nach der die Vertragspartner gehalten sind, jede Meinungsverschiedenheit oder Streitigkeit im Wege gegenseitiger Konsultationen und in 'good faith' beizulegen. Diesem Begriff kommt insofern eine gewisse Bedeutung zu, da im *Sapphire*-Fall der Schweizer Einzelschiedsrichter *Cavin* aus diesem Terminus wesentliche Schlußfolgerungen für die Frage des auf den Vertrag anwendbaren Rechts zog. Der Vertrag, der Gegenstand des Schiedsverfahrens war, enthielt keine ausdrückliche Rechtswahl. Nach den vom Schiedsrichter angewandten Kollisionsnormen kam es für die Frage des auf den Vertrag anwendbaren Rechts auf den ausdrücklich oder konkludent erklärten Willen der Vertragspartner an. Aus dem Umstand, daß '*the parties agree to carry out the agreement in a spirit of good faith and reciprocal good will*' in Verbindung mit fehlenden Bezugnahme auf ein nationales Recht schloß *Cavin*, daß die *general principles of law* im

²¹⁶ Art. 9.7 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages und Art 6.8 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages, Art. 7.9 des *Rawson Basin*-Vertrages.

²¹⁷ Vgl. dort Art. 16.3.

²¹⁸ Vgl. dort Sec. 18.3.

²¹⁹ Vgl. dort Art. 18.3.

Sinne des Art. 38 Abs. 1 lit. c des IGH-Statuts Anwendung zu finden hätten.²²⁰ Dieser Grundsatz läßt sich auf die hier in Frage stehenden argentinischen Verträge nicht uneingeschränkt übertragen, da diese allgemein argentinisches Recht für anwendbar erklären und auch sonst für Teilbereiche ausdrücklich auf das Recht Argentiniens verweisen. Jedenfalls muß aus dieser Vertragsbestimmung gefolgert werden, daß die Ausübung der vertraglichen Rechte durch die Vertragspartner den sich aus Treu und Glauben ergebenden Einschränkungen unterworfen ist. Für die Anwendung internationalen Rechts ist dagegen kein Raum, da sowohl die argentinische Gerichtsbarkeit als auch Schiedsgerichte, deren Verfahren argentinischem Recht unterliegt, zur Streitentscheidung berufen sind.

C VII Versteinerung der Vertragsordnung

Der ausländische Investor, der in direkte vertragliche Beziehungen mit einem Gaststaat tritt, steht vor dem Problem, wie er verhindern kann, daß letzterer legislative oder administrative Akte vornimmt, die das ausgehandelte vertragliche Gleichgewicht nachträglich zu seinen Ungunsten modifizieren. Die transnationale Vertragspraxis hat die Ausschaltung dieses Risikos durch den Einbau verschiedener Kautelen in den Vertrag zu erreichen versucht, die den Vorrang der vertraglichen Abmachungen vor nachfolgenden Akten des Gaststaates sicherstellen sollen. Diese sogenannten **Stabilisierungs- oder Versteinerungsklauseln** werden im ersten Unterabschnitt behandelt. Allerdings können sich die Vertragspartner eines *State Contract* auch einer anderen Regelungstechnik bedienen, um zumindest partiell die mit der Verwendung einer Versteinerungsklausel beabsichtigten Wirkungen, d.h. eine Immunisierung des Vertragsverhältnisses gegen Veränderungen im Recht des Gaststaates, zu erzielen. Mit dieser Möglichkeit und ihrer Verwendung in den argentinischen Petroleumverträgen setzt sich der zweite Unterabschnitt auseinander.

²²⁰ *Sapphire International Petroleum Ltd. v. National Iranian Oil Comp.*, I.L.R. 35 (1967), p. 136 ff (p. 170 bis p. 176). Ebenso die älteren Schiedssprüche in *Lena Goldfields Ltd v. USSR* (*Cornell Law Quarterly* 36 (1950/51), p. 42 ff.) und *Petroleum Development Ltd. v. Sheikh of Abu Dhabi* (I.L.R. 18 (1951), p. 144 ff, dort p. 149 f.).

1) Umfang der Versteinerung der Vertragsordnung

Argentinische Petroleumverträge sind gegenüber dem Thema einer Versteinerung der Vertragsordnung sehr zurückhaltend. Eine Klausel des Inhalts, daß das argentinische Recht generell keine Anwendung auf das Vertragsverhältnis findet, soweit es nach Vertragsschluß erlassen wurde und die Pflichten des Investors erhöht, ist nicht festzustellen. Allerdings enthält auch kein untersuchter Vertrag die ausdrückliche Bestimmung, daß generell das jeweils gültige argentinische Recht Anwendung zu finden habe.

Auffallend ist zunächst, daß zwei Verträge, die keine allgemeinen, sondern nur partielle Rechtswahlklauseln enthalten, nur für Teilbereiche ausdrücklich vorsehen, daß auf die Vertragsbeziehung auch spätere Änderungen des argentinischen Rechts anwendbar sind. Dies gilt für den *Rio Negro*-Vertrag aus dem Jahre 1958 hinsichtlich des Arbeitsrechts²²¹ und für den 11 Jahre später abgeschlossenen *APCO*-Vertrag hinsichtlich des argentinischen Zollrechts²²² sowie hinsichtlich von Reglementierungen argentinischer Behörden bezüglich der Menge des zu fördernden Petroleums.²²³ Ebenfalls hierzu wird man den *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrag zählen müssen, dessen Art. 20 Abs. 2 c) bestimmt:

*If a rescission (i.e. des Vertrages) is originated by a decision of any Argentine government authority, the responsibilities shall be judged in accordance with the laws prevailing in the matter.*²²⁴

Die Existenz nur partieller Rechtswahlklauseln in den Verträgen in Verbindung mit der Regelung, daß nach Vertragsschluß ergehende Rechtsakte insoweit auf das Vertragsverhältnis Anwendung finden, legt den Umkehrschluß nahe, nachfolgende legislative oder administrative Akte Argentiniens, die die übrigen Bereiche betreffen, nicht auf das Vertragsverhältnis anzuwenden.

Die beiden anderen Verträge ohne Rechtswahlklauseln²²⁵ sehen nirgendwo ausdrücklich vor, daß nach Vertragsschluß erfolgende und für die Investoren belastende

²²¹ Vgl. Art. 13 des *Rio Negro*-Vertrages.

²²² Vgl. Art. 20 des *APCO*-Vertrages.

²²³ Vgl. Art. 14 des *APCO*-Vertrages.

²²⁴ Vgl. auch Art. 16 und 23 des Vertrages, die eine Verstaatlichung der Ausrüstungsgegenstände des Investors in Betracht ziehen; ebenso Art. 12 (zukünftige Devisenbeschränkungen) und Art. 14 (Import von Waren).

²²⁵ *Continental Oil*-Vertrag und *Rio Salado*-Vertrag, beide 1961 abgeschlossen.

Gesetzgebungsakte oder administrative Maßnahmen auf diese Anwendung finden. Hier wird sogar im Gegenteil bestimmt, daß - falls der Investor das geförderte Öl selbst vermarktet - *Y.P.F.* und die übrigen Gliederungen der argentinischen Verwaltung in keiner Weise die Ausführung der vom Investor eingegangenen Lieferverpflichtungen behindern dürfen.²²⁶ Der Investor genießt also ausdrücklich auf einem bestimmten Sektor Schutz gegen belastende administrative Akte.

In zwei Verträgen hat sich Argentinien ausdrücklich zu dem Zugeständnis bereit gefunden, für Fragen ihrer Interpretation lediglich das im Zeitpunkt des Vertragsschlusses geltende argentinische Gesetzesrecht anzuwenden. Dies gilt zum einen für den *Llancanelo*-Vertrag,²²⁷ zum anderen - abweichend von dem ihm zugrundeliegenden Modell-Vertrag aus dem Jahre 1985 - für den *Rawson Basin*-Vertrag. Dessen Art. 18.2 bestimmt:

*The legislation in force at the time the CONTRACT is signed by the PARTIES shall apply for the purpose of interpretation of this CONTRACT (...).*²²⁸

In diesem Zusammenhang wird man auch Art. 24.7 des *Rawson Basin*-Vertrages sehen müssen:

Article 1 of Decree P.E.N 127 of January 28, 1986 exempts from the obligation provided for in Article 1 of Decree P.E.N. 2581 of April 10, 1964, to repatriate the foreign currency produced by the exportation of the Crude oil delivered as provided for in item 19.2 of this CONTRACT.

In den übrigen Verträgen, deren Rechtswahlklauseln keine Einschränkung enthalten, wie sie eben beschrieben wurde, finden sich vereinzelt Bestimmungen, die für begrenzte Teilbereiche den Investor ausdrücklich dem jeweils geltenden, d.h. auch dem nach Vertragsschluß erlassenen Recht unterwerfen. So verweist der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag aus dem Jahre 1980 hinsichtlich der argentinischen Einfuhrbestimmungen explizit auf die jeweils gültige Fassung der einschlägigen Normen.²²⁹ Und Sec. 7.8 des Modell-Vertrages bestimmt:

²²⁶ Vgl. jeweils Art.7 c) des *Continental Oil*- und des *Rio Salado*-Vertrages.

²²⁷ Vgl. dort Art. 16.2. Der im selben Jahr abgeschlossene *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag enthält allerdings diese Einschränkung nicht.

²²⁸ Hervorhebungen von den Verf.

²²⁹ Vgl. Art. 7.2.2 des Vertrages.

(...) the following constitute the CONTRACTOR's obligations: (...) To comply during the course of its operations with the laws and regulations in effect and with those issued by competent entities regarding national or provincial parks and protection and conservation of the wild fauna, as well as any other natural resource.²³⁰

2) Sicherung des Investors bei fehlender Versteinerung

Wie im vorstehenden Unterabschnitt gezeigt werden konnte, findet sich eine ausdrückliche Beschränkung der Anwendung argentinischen Rechts auf dasjenige im Zeitpunkt des Vertragsschlusses nur selten. Gleichwohl sehen alle Verträge eine Sicherung der Investoren vor, falls nachträgliche Gesetzgebungsakte zu einer Erhöhung der Abgabenlasten führen. Die Vertragspraxis hat hier zwei Regelungstechniken entwickelt: In älteren Verträgen ist vereinbart, daß die Staatsgesellschaft *Y.P.F.* selbst die an die Republik Argentinien zu zahlenden Abgaben leistet, und zwar einschließlich etwa anfallender Ein- und Ausfuhrzölle.²³¹ Seit 1978 folgen die untersuchten Verträge einem anderen Muster, indem sie sog. **Escalator Clauses** verwenden: Die Investoren sind nun im wesentlichen selbst zur Leistung der Abgaben an die Gliederungen des argentinischen Staates verpflichtet. Allerdings sehen die Verträge ausnahmslos vor, daß die Vergütung der Investoren anzupassen ist, sollten die Abgabensätze verändert werden. Im *Rawson Basin*-Vertrag (1986) haben sich die Vertragspartner auf folgende Escalator Clause geeinigt:

Art 15.1 *The companies comprising the group which in this CONTRACT has been defined as the CONTRACTOR shall be subject to the taxation rules that are of general application for each one of them.*

Art. 15.2 *A variation in the compensation agreed with the CONTRACTOR shall be admitted, to the extent of the exact incidence derived from the differences of the tax levels which may arise after February 4, 1986, as a consequence of increases or decreases in national or provincial taxes, the creation of new ones or revocation of those already in force and which affect each of the companies comprising the group, which in this CONTRACT has been defined as the CONTRACTOR, and which are subject to them. The service compensation fees and the contributions for improvements are excluded from these provisions.*²³²

²³⁰ Diese Bestimmung findet sich auch im *Rawson Basin*-Vertrag, vgl. dort Art. 7.8.

²³¹ Vgl. Art. 12 Abs. A u. C, 15 und 16 des *Rio Negro*-Vertrages (1958); Art. 9 a) u. c) und Art. 20 des *Rio Neuquén*-Vertrages (1958); jeweils Art. 9 a) - c) und Art. 13 des *Continental Oil*- und des *Rio Salado*-Vertrages (beide aus dem Jahr 1961); Art. 10 a) des *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrages (1967); Art. 12 des *APCO*-Vertrages.

²³² Entsprechende Bestimmungen finden sich in Art. 16.1 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages (1978), Art. 13.2 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979), Art. 13.2 des *Llancanelo*-Vertrages (1980) und Art. 13.2 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages.

Das bedeutet, daß eine Änderung des argentinischen Steuerrechts durchaus die Investoren trifft, aber im Verhältnis der Vertragspartner untereinander durch eine Anpassung der von *Y.P.F.* an die Investoren zu leistenden Bezahlung aufgefangen werden soll. Diese Regelungstechnik bietet allerdings die Möglichkeit zu Differenzierungen. So ist z.B. denkbar, daß nicht jede Veränderung des Abgabenrechts zu einer Anpassung der den Investoren zustehenden Bezahlung berechtigen soll. Z.B. gilt die gerade zitierte Escalator Clause des *Rawson Basin*-Vertrages nicht für Veränderungen im argentinischen Umsatz- bzw. Verbrauchssteuerrecht.²³³ Im Gegensatz zu der älteren Vertragspraxis vor 1978 sehen die neueren Verträge nun auch nicht mehr vor, daß Import- und Exportzölle, die von den Investoren zu entrichten sind, auf *Y.P.F.* übergewälzt werden können.

Hinsichtlich der Pflicht zur Leistung von Royalties blieb es allerdings überwiegend bei der in den älteren Verträgen verwendeten Regelungstechnik der direkten Zahlung durch *Y.P.F.*²³⁴

C VIII Mechanismen zur Anpassung des Vertrages an eine Veränderung der Umweltbedingungen

Die Verträge, die Gegenstand dieser Arbeit sind, sehen eine über Jahrzehnte hinweg dauernde Laufzeit vor. Eine nach Vertragsschluß eintretende Veränderung der äußeren Rahmenbedingungen, die auch das Verhältnis der Vertragspartner dergestalt berührt, daß eine Anpassung der ursprünglich fixierten Rechte und Pflichten notwendig wird oder zumindest ein Gebot der Billigkeit darstellt, ist damit fast zwangsläufig verbunden. Ob und in welchem Umfang die Vertragsparteien diesen Anpassungsbedarf bereits bei Vertragsschluß vorausgesehen und wie sie diesen kautelarisch bewältigt haben, ist in dem nun folgenden Abschnitt näher zu untersuchen. Es handelt sich hier zum einen um *Force Majeure*-

²³³ Diese Einschränkung gilt auch für die übrigen *supra* Fn. 232 zitierten Verträge.

²³⁴ Vgl. Art. 16.3 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages (1978) und Art. 13.3 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979). Allerdings wurde damit nur vertraglich festgeschrieben, was bereits geltendes argentinisches Recht war. Die Pflicht von *Y.P.F.*, selbst Royalties zu bezahlen, ergibt sich bereits aus Art. 93 des Hydrocarbons Law No. 17.319/67. Im Modell-Vertrag und im *Rawson Basin*-Vertrag ist die Pflicht zur Royalty-Zahlung nicht von der Escalator-Clause umfaßt, vgl. dort Sec. bzw. Art. 15.2.

Klauseln (dazu *infra* C VIII 1)²³⁵ und zum anderen um Neuverhandlungsklauseln (dazu *infra* C VIII 2).²³⁶

1) Force Majeure-Klauseln

In alle untersuchten Verträge ist eine Force Majeure-Klausel eingefügt, obwohl das Konzept der Force Majeure im argentinischen Zivilrecht, das auf die Mehrzahl der Verträge ausdrücklich Anwendung findet,²³⁷ in Art. 513 und Art. 514 des argentinischen Zivilgesetzbuches eine positive Regelung gefunden hat.²³⁸ Die ab 1978 abgeschlossenen Verträge verweisen auf die gerade zitierten Bestimmungen des Zivilgesetzbuches und regeln nur noch Zusätze und Modifikationen des dispositiven Gesetzesrechts.

Die vor 1978 abgeschlossenen Verträge enthalten in der Regel eine nur umschreibende und keineswegs abschließende Aufzählung der Ereignisse, die einen Vertragspartner berechti-

²³⁵ Force Majeure-Klauseln stehen zwar in einem engen Zusammenhang mit den Bestimmungen, die Voraussetzungen und Rechtsfolgen eines Vertragsbruchs zum Gegenstand haben (dazu *infra* C IX), da ein Vertragsbruch regelmäßig nicht vorliegt, falls die Erfüllung der vertraglichen Pflichten durch einen Fall höherer Gewalt verhindert wird. Gleichwohl bot sich eine Behandlung dieser Klauseln hier an, da ihre Existenz im wesentlichen aus der Antizipation künftiger auf die Leistungserfüllung durchschlagender Ereignisse motiviert ist.

²³⁶ Die argentinische Vertragspraxis bedient sich schließlich gelegentlich der Technik, bestimmte Verpflichtungen mit einer auflösenden Bedingung zu verknüpfen. So bestimmt beispielsweise Art. 11.2.2 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages, daß die Investoren im Falle der Entdeckung wirtschaftlich verwertbarer Gasvorkommen eine Pipeline zum Transport des gewonnenen Erdgases zu errichten haben. Jedoch sind sie von dieser Verpflichtung bei fehlender Wirtschaftlichkeit ersatzlos befreit. Mangelnde Rentabilität ist ausweislich des Vertrages dann gegeben, wenn die notwendigen Gesamtinvestitionen für Gas auffang- und Transportleitungen das Fünffache der Bruttojahreserlöse, die sich aus der Anwendung der auf die Gasmengen festgesetzten Tarife ergeben, übersteigen. Solche Klauseln fallen auch unter den im Abschnitt C VIII erörterten Zusammenhang, da sie insoweit Anpassungsmechanismen enthalten, die die Berücksichtigung späterer Änderungen in den dem Vertragsschluß zugrundeliegenden tatsächlichen Umstände ermöglichen sollen. Da derartige Vereinbarungen keine nennenswerten rechtlichen Probleme aufwerfen, soll ihnen hier nicht weiter nachgegangen werden.

²³⁷ Vgl. dazu *infra* Abschnitt C IX.

²³⁸ Danach liegt ein *Cas Fortuit* oder *Force Majeure* (die Begriffe werden im argentinischen Recht synonym gebraucht) nur vor, wenn ein unvorhersehbares oder zumindest unvermeidbares Ereignis die Erfüllung der vertraglichen Pflichten völlig unmöglich macht (nur eine *wirtschaftliche Unmöglichkeit* reicht dagegen nicht aus), wobei beide Voraussetzungen kausal miteinander verknüpft sein müssen. Rechtsfolge ist entweder eine vorübergehende Suspendierung der Leistungspflicht oder die Beendigung des Vertrages. Vgl. zum Ganzen *Grigera Naón* (1985), p. 57 f. mwN.

gen, sich auf Force Majeure zu berufen.²³⁹ Die Aufzählung umfaßt allerdings nur die Fälle, die unzweifelhaft als Force Majeure qualifiziert werden können wie Kriege, Revolutionen, Naturkatastrophen und dergleichen mehr. Zu dem weitaus praktischeren Problem,²⁴⁰ inwieweit argentinische legislative oder administrative Akte *Y.P.F.* berechtigen, sich auf Force Majeure zu berufen, nimmt jedoch von diesen älteren Verträgen nur der *APCO*-Vertrag explizit Stellung. Dieser bestimmt in Art. 27:

There shall be considered acts of force majeure: (...) actions or acts of any civil or military agency or authority of the National Government or of any provincial or municipal government, except for Y.P.F. in the case contemplated in Article 28 ²⁴¹ (...).

Ganz überwiegend ist vereinbart, daß Zahlungsverpflichtungen durch Force Majeure-Situationen nicht berührt werden.²⁴² Soweit dieser Passus nicht ausdrücklich auf die Zahlungspflichten von *Y.P.F.* beschränkt ist, kann er im Zusammenhang mit den regelmäßig vereinbarten Mindestkapitalinvestitionsverpflichtungen²⁴³ der Investoren Anlaß zu Streitigkeiten bieten. Erfolgt nämlich die Umsetzung ihres Investitionsprogramms nicht in dem vertraglich vorgesehenen Maße, so muß der Differenzbetrag zwischen vereinbartem und getätigtem Investitionsumfang an *Y.P.F.* bezahlt werden. Jedoch sieht nur der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag ausdrücklich vor, daß eine Nichteinhaltung der Mindestkapitalinvestitionsverpflichtungen, die auf höhere Gewalt zurückzuführen ist, nicht zu entsprechenden Zahlungen an *Y.P.F.* verpflichten.

Auf der Rechtsfolgende Seite stipulieren alle Verträge zunächst, daß im Falle höherer Gewalt

²³⁹ Eine Ausnahme hiervon macht nur der 1958 abgeschlossene *Rio Negro*-Vertrag, der den Begriff der Force Majeure voraussetzt, vgl. Art. 18 des Vertrages.

²⁴⁰ Die Berufung auf Force Majeure ist ein häufig gebrauchter (und manchmal mißbrauchter) Einwand des staatlichen Vertragspartners in transnationalen Streitigkeiten, *Lalive* (1986/87) p. 38. Zur Illustration möge die (weithin kritisierte) Entscheidung des *House of Lords* im Fall *Refined Sugar Association v. Rolimpex*, (1978) *W.L.R.* 274, dienen.

²⁴¹ Art. 28 räumt dem Investor das Recht ein, entweder Erfüllung des Vertrages oder dessen Beendigung zuzüglich Schadensersatz zu verlangen, wenn die Erfüllung der vertraglichen Leistungspflichten aufgrund von Akten des Bundes, der Provinzen oder der lokalen Ebene unmöglich geworden ist. Dies gilt nur unter der Voraussetzung, daß *Y.P.F.* hiervon benachrichtigt wurde und eine 90-tägige Frist erfolglos verstrichen ist.

²⁴² Nur die vier ältesten untersuchten Verträge, nämlich der *Rio Negro*-, der *Rio Neuquén*-, der *Cerro Banderra/El Sauce*- und der *Continental Oil*-Vertrag, enthalten noch keine derartige Einschränkung.

²⁴³ Zum Begriff und zu den Gestaltungsformen vgl. *Fischer* (1974), p. 114 ff.

die Erfüllung der sich aus dem Vertrag ergebenden Rechte und Pflichten für die Dauer dieses Ereignisses suspendiert wird. In der Regel wird auch bestimmt, daß der Vertragspartner, der infolge von Force Majeure gehindert ist, seinen vertraglichen Pflichten nachzukommen, den anderen hiervon in Kenntnis zu setzen hat²⁴⁴ sowie alle Maßnahmen treffen muß, um sobald als möglich die übliche Vertragserfüllung wiederaufzunehmen. Außerdem nehmen fast alle Verträge²⁴⁵ zur Frage Stellung, ob die Vertragsdauer um den Zeitraum, während dem der ausländische Investor verhindert war, Explorations- oder Förderaktivitäten nachzugehen, automatisch verlängert wird²⁴⁶ oder nicht.²⁴⁷ Wohl unter dem Eindruck des Falkland-Konfliktes versucht, abweichend vom Modell-Vertrag, der *Rawson Basin*-Vertrag einen Mittelweg zu gehen: Grundsätzlich kann sich keine Partei auf Force Majeure berufen, um eine entsprechende Verlängerung der Vertragsdauer zu erreichen. Eine Ausnahme hiervon zugunsten des Investors bilden 'nur' Naturkatastrophen, bewaffnete Konflikte, die Erklärung eines Gebietes zum Kriegsgebiet und vergleichbare Ereignisse. Diese berechtigen zur Ausdehnung der *'EXPLOITATION PERIOD for a period equal to the duration of the ACT OF GOD OR FORCE MAJEURE plus the necessary additional time to repair any damage which might have been caused by said events.'*²⁴⁸ Diese Einschränkung hat den Vorteil einer präzisen Bestimmung des Verlängerungszeitraums. Wegen ihrer weiten Formulierung dürfte die Ausnahme jedoch zur Regel werden, wobei im Streitfalle mit erheblichen Abgrenzungsschwierigkeiten zu rechnen ist.

Zusätzlich zu der (vorübergehenden) Suspension der vertraglichen Rechte und Pflichten sehen zwei neuere Verträge die Möglichkeit einer Vertragsbeendigung im Falle höherer Gewalt vor. So bestimmt Art. 14 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages:

If the Force Majeure were of such a nature that it cannot be overcome by the Parties in a reasonable time in spite of the efforts of the Parties to that effect then the Parties may consider the Contract as terminated.

²⁴⁴ Wobei allerdings nur der Modell-Vertrag und ihm folgend der *Rawson Basin*-Vertrag bestimmte Fristen vorsehen, innerhalb derer der Informationspflicht genügt werden muß.

²⁴⁵ Eine Ausnahme machen der *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrag und der *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag.

²⁴⁶ So der *Rio Negro*-Vertrag (Art. 18), der *Rio Neuquén*-Vertrag (Art. 17), der *Continental Oil*-Vertrag (Art. 18), der *APCO*-Vertrag (Art. 27), der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag (Art. 14) und der *Llancanelo*-Vertrag (ebenfalls Art. 14).

²⁴⁷ So Art. 14 des *Malargue Sur*-Vertrages sowie Art. 16.4 des Modell-Vertrages.

²⁴⁸ Vgl. Art. 16.4 des *Rawson Basin*-Vertrages.

Dagegen räumt der *Rawson Basin*-Vertrag (wiederum abweichend vom Modell-Vertrag) ein Kündigungsrecht erst dann ein, wenn infolge höherer Gewalt ein Vertragsteil zu einer Verlängerung der Vertragsdauer von mehr als 5 Jahren berechtigt wäre. Die übrigen Verträge enthalten keine Regelungen hinsichtlich einer möglichen Beendigung. Gelegentlich wird auch ausdrücklich bestimmt, daß der Fall höherer Gewalt kein Recht auf Schadensersatz einräumt und daß jede Partei die Kosten selbst zu tragen hat, die sie aufgrund eines solchen Ereignisses treffen.²⁴⁹

2) Neuverhandlungsklauseln

In diesem Unterabschnitt geht es um Abreden, die auf eine Änderung oder Ergänzung des Vertrages im Zeitablauf zielen. Ein Bedürfnis für derartige Bestimmungen besteht in dreifacher Hinsicht: (1) Zunächst ist hier der Umstand zu nennen, daß die Parteien Teile ihrer vertraglichen Einigung auf bestimmten außerhalb des Vertrages liegenden Verhältnissen aufbauen, so etwa wenn sie den Inhalt vertraglicher Leistungen an Preisindizes wie z.B. den *Non-farming Wholesale Imported Price Index* der *INDEC* gekoppelt haben.²⁵⁰ Sollten diese Anpassungsmaßstäbe einmal nicht mehr zugänglich sein oder ihr Inhalt wesentlich verändert werden, so besteht die Notwendigkeit, hierfür einen geeigneten Ersatz zu finden, wofür sich grundsätzlich der Weg einer erneuten vertraglichen Einigung anbietet. Ebenfalls hierzu rechnet, wenn die Vertragspartner hinsichtlich bestimmter Einzelfragen vorsehen, daß die im Ausgangsvertrag erzielte Einigung von Zeit zu Zeit einer genauen Prüfung und ggf. einer Korrektur zu unterziehen ist. Argentinische Verträge beinhalten derartige Abreden allerdings nicht sehr häufig. Als Beispiel hierfür möge Art. 9 des *APCO*-Vertrages dienen, der bestimmt, daß hinsichtlich der Zahlungen, die der Investor von *Y.P.F.* nur in argentinischen Pesos verlangen kann, regelmäßig durch Indexklauseln eine automatische Anpassung der Vergütung des Investors bei Inflation oder Deflation gewährleistet werden soll. Weiter wird dann bestimmt:

²⁴⁹ Art. 20 Abs. 2 b) des *Cerro Banderra/El Sauce*-Vertrages sowie jeweils Sec. 16.2 des Modell-Vertrages und des *Rawson Basin*-Vertrages.

²⁵⁰ Vgl. Art. 11.1 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages. Aus dem Vertrag können noch weitere Beispiele dieses in der untersuchten argentinischen Vertragspraxis häufig verbreiteten Klauseltyps entnommen werden. So bestimmt z.B. Art. 10.1.3: *The Parties may modify* (Hervorhebungen von den Verf.) *the place and the conditions of delivery should the magnitude of volumes produced in the future or other factors or reasons make it convenient*. Und Art. 12.3, der bestimmt, daß die Entlohnung der Investoren zu 70% in US-\$ und zu 30% in argentinischen Pesos zu leisten ist, sieht vor: *In the event that the CONTRACTOR duly demonstrates that the Percentage of thirty percent (30%) is insufficient for the CONTRACTOR in order to meet financial commitments contracted for outside of the country (...), then such percentage shall be increased to the level necessary to cover said commitments*.

Every three calendar years after the effective date of the present contract, the constituent values of the adjustment factor shall be revised by mutual agreement (...) in order to adapt its variation to the actual variation of the cost of the petroleum exploitation activity (...).

(2) Außerdem kann es sich bei Vertragsschluß anbieten, für bestimmte Bereiche eine Regelung auf einen späteren Zeitpunkt zu verschieben und allenfalls bereits den Rahmen abzustecken, in dem sich die spätere (erstmalige) Einigung zu halten hat. Auch hier kann wieder der APCO-Vertrag zur Illustration herangezogen werden. Der Vertrag hat hinsichtlich zweier Problembereiche ausdrücklich von einer Einigung abgesehen und auf eine spätere Verständigung der Vertragspartner verwiesen. Falls vom Investor Gas gefunden und an Y.P.F. geliefert wird, so gilt gem. Art. 15 hinsichtlich seiner Vergütung:

The exploitation price of the natural gas, in the event that Y.P.F. receives it, shall be established by mutual agreement, based on the prices which Y.P.F. pays third party producers under similar conditions.

Und sollte der Investor Öl- oder Gasvorkommen entdecken, die auch von Schürfrechten anderer Investoren erfaßt sind, muß er sich gem. Art. 2 mit den Inhabern der Schürfrechte über die gemeinsame Ausbeutung einigen.

Soweit in den Verträgen die Zuständigkeit eines Schiedsgerichts für technische Fragen vereinbart ist und in der Schiedsgerichtsabrede eine abschließende oder auch nur umschreibende Aufzählung der zur Zuständigkeit des Schiedsgerichts gehörenden Streitigkeiten enthalten ist, so verweist diese auch auf Auseinandersetzungen über die nach den unter (1) und (2) beschriebenen Klauseln notwendige Anpassung.²⁵¹

(3) Neben diesen Bestimmungen mit einem mehr begrenzten Anwendungsbereich gibt es Abreden, die auf eine eher grundsätzliche Revision des einmal geschlossenen Vertrages

²⁵¹ Vgl. Art. 4 aE, 7 und 9 aE des APCO-Vertrages, Art. 19.3 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages, jeweils Art. 16.3 des *Malargue Sur*-, *Llanquanelo*- und des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages.

zielen.²⁵² Die untersuchte argentinische Vertragspraxis kennt Bestimmungen dieses Typs erst seit Ende der 70er Jahre. Erstmals im *Malargue Sur*-Vertrag (1979) wurde vorgesehen:

*The Parties will take under consideration any necessary modifications in the Contract terms if such modifications should be of a mutual benefit and will agree to such modifications, if it should be necessary, subject to the approval of the National Executive Power.*²⁵³

Zwar nicht wortgleich, aber ohne sachliche Unterschiede ist die Neuverhandlungsklausel in Art. 22.3 des ein Jahr später abgeschlossenen *Llancanelo*-Vertrages. Bemerkenswert in diesem Zusammenhang ist, daß der in seiner Struktur mit den beiden genannten Verträgen vergleichbare *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag aus dem Jahre 1978 und der 1980 abgeschlossene *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag derartige Abreden nicht vorsehen.

Dem Regelungskonzept des *Malargue Sur*-Vertrages und des *Llancanelo*-Vertrages folgt unverändert der Modell-Vertrag aus dem Jahre 1985.²⁵⁴ Erst der auf der Grundlage des Modell-Vertrages abgeschlossene *Rawson Basin*-Vertrag versucht die Pflichten der Vertragspartner in Hinblick auf eine Vertragsrevision zu präzisieren, indem zu der Regelung des Modell-Vertrages²⁵⁵ in Art. 24.5 der Zusatz aufgenommen wurde:

Consequently the PARTIES shall act in good faith and shall not unreasonably or arbitrarily deny the proposals or requests of the other PARTY.

²⁵² Hiervon zu unterscheiden sind Klauseln, die lediglich die Absicht der Vertragspartner zum Ausdruck bringen, zusätzliche, über den bestehenden Vertrag hinausgehende Kooperationsmöglichkeiten zu suchen, wie z.B. Art. 4 IV g (aE) des *Rio Neuquén*-Vertrages: (...) *Y.P.F. and the Company shall periodically consider the convenience of additional co-operation of the Company with a view to a larger development of the Argentine oil industry. For such purpose. they shall consider the possibility for extending the works entrusted to the Company by the 2nd article of this contract to other areas, under terms and conditions mutually satisfactory for Y.P.F. and for the Company.* Derartige Klauseln werden hier nicht weiter untersucht.

²⁵³ Art. 22.4 des Vertrages.

²⁵⁴ Vgl. dort Section 24.5.

²⁵⁵ Die allerdings nicht wortgleich mit ihr ist, auch wenn keine sachlichen Unterschiede bestehen.

C IX Voraussetzungen und Rechtsfolgen des Vertragsbruchs

Die Vorschriften über Verzug und Nichterfüllung (*default and non-performance*) kommen nur dann zur Anwendung, wenn die nicht oder nicht rechtzeitig erfüllende Partei nicht etwa durch bestimmte Rechtsgrundsätze (*Force Majeure*, *Imprévision*, *Abus de Droit*, *Laesio Enormis*) von ihrer Leistungspflicht zeitweilig oder endgültig frei wird.²⁵⁶ Die Anwendbarkeit der besagten Rechtsgrundsätze ergibt sich, wie gezeigt, direkt aus dem Investitionsvertrag (z.B. *Force Majeure*-Klausel) oder indirekt über die Rechtswahlklausel aus dem argentinischen Zivilrecht.²⁵⁷

Vertragsverletzungsklauseln bilden deshalb einen gewissen Gegensatz zu *Force Majeure*- und *Hardship*-Klauseln. Gleichwohl können sie aus verschiedenen Gründen auch Ausgangspunkt für *ad hoc*-Neuverhandlungen sein,²⁵⁸ drohender oder eingetretener Vertragsbruch führt mindestens ebenso häufig zu Neuverhandlungen wie eine Klausel über grundlegende Veränderung der Vertragsumstände.²⁵⁹ Dies ergibt sich aus der Tatsache, daß beide Parteien regelmäßig ein essentielles Interesse am Fortbestand des Vertrages, der weiteren Durchführung des Projekts und der Vermeidung von langwierigen und belastenden (juristischen) Prozessen haben.²⁶⁰ Sie werden deshalb nach Auftreten der Vertragsverletzung bzw. nach Anmahnung der mangelhaften Leistung durch die Gläubigerpartei im Wege einvernehmlicher Lösung versuchen, den Eintritt der gesetzlichen oder vertraglichen Sanktionen zu verhindern.²⁶¹ Die Verpflichtung zur Information der Gegenpartei dürfte sich *de iure* aus den bestehenden vertraglichen Sorgfaltspflichten ableiten lassen. Die Festschreibung dieser Pflicht in den jeweiligen *Default*-Klauseln hat deshalb im Wege der kautelarjuristischen Weiterentwicklung mittlerweile Einzug in die modernen Investitionsverträge gefunden.²⁶²

²⁵⁶ Vgl. Horn in Horn/Fontaine/Maskow/Schmitthoff (1984), p. 33; Grigera Naón in Horn (ed.) (1985), p. 55 ff.

²⁵⁷ Vgl. *supra* Fn 227; s. auch Grigera Naón in Horn (ed.) (1985), p. 55 ff.

²⁵⁸ Vgl. Horn in Horn (ed.) (1985), p. 139.

²⁵⁹ Vgl. Horn in Horn/Fontaine/Maskow/Schmitthoff (1984), p. 36.

²⁶⁰ Vgl. Horn in Horn (ed.) (1985), p. 139.

²⁶¹ Eine derartige Pflicht zur Beratung findet sich in einigen älteren argentinischen Petroleumverträgen, z.B. im *Rio Negro*-Vertrag von 1958.

²⁶² In den argentinischen Verträgen finden sich seit 1958 *expressis verbis* derartige Klauseln, z.B. in Art. 17.1. des *Malargue Sur*-Vertrages von 1979: "In all cases, the default of any of the parties must be complained previously by the other Party in due form."

Die *Default*-Klauseln der argentinischen Petroleumverträge zwischen 1958 und 1977 weisen einige substantielle Schwächen auf. Zum einen sind sie relativ kompliziert aufgebaut und umständlich formuliert. Dies manifestiert sich vor allem in der Tatsache, daß getrennte Klauseln für Vertragsverletzungen der Kontraktor-Gesellschaft einerseits und des Staates, der Staatsgesellschaft oder einer staatlichen Behörde andererseits existieren.²⁶³ Interessant ist insoweit, daß in den ersten Service-Verträgen jeweils nur ein Recht auf Kündigung des Vertrages vorgesehen war,²⁶⁴ während später ein Wahlrecht zwischen einer Klage auf Erfüllung oder auf Kündigung des Vertrages normiert wird. Außerdem fällt auf, daß zwar die Voraussetzungen auf der Rechtsgrundseite identisch sind, auf der Rechtsfolgenreise aber Unterschiede bestehen. So werden beispielsweise im *APCO*-Vertrag detailliert bestimmte, jeweils differierende Vertragsstrafen festgelegt. Das Recht auf darüber hinausgehenden Schadensersatz wird jedoch nur *Y.P.F.* zuerkannt.²⁶⁵

Zum anderen leiden die Klauseln an dem Mangel, daß sie übermäßig weit definiert sind und so die Verletzung jeder auch nebensächlichen Vertragspflicht und sogar die gegenwärtige oder spätere Ungenauigkeit von Zusicherungen tatsächlicher Art erfaßt wird.²⁶⁶ Der Schuldner wird dadurch weitgehend dem Vorwurf des Vertragsbruches ausgeliefert, wenngleich die Anwendung bzw. die Auslegung dieser Klauseln durch den Grundsatz von Treu und Glauben (*good faith*) eingeschränkt werden dürfte.²⁶⁷

Seit Inkrafttreten des Risk Service Contract Law 21.778 von 1978 erfolgt die Regelung von Vertragsverletzungen der beiden Parteien einheitlich. Nunmehr berechtigt nur noch die Nichterfüllung oder die mangelhafte Erfüllung einer wesentlichen Verpflichtung durch eine Partei die vertragserfüllende Partei, den Vertrag nach vorheriger Anmahnung der

²⁶³ Vgl. insoweit z.B. Art. 17 A und B des *Rio Negro*-Vertrages von 1958 und Art. 28 des *APCO*-Vertrages von 1968.

²⁶⁴ Vgl. z.B. Art. 17 A und B des *Rio Negro*-Vertrages.

²⁶⁵ Vgl. Art. 28 des *APCO*-Vertrages.

²⁶⁶ Beispielhaft für eine derartige Ausgestaltung sind die schon erwähnten Klauseln in Art. 17 des *Rio Negro*-Vertrages: "*In case that in the opinion of Y.P.F. the COMPANY does not comply with any of its obligations under this contract....*" und Art. 28 des *APCO*-Vertrages: "*In the event that THE COMPANY should fail to comply with its obligations....*"; vgl. auch Horn in Horn/Fontaine/Maskow/Schmitthoff (1984), p. 36.

²⁶⁷ Vgl. Horn in Horn (ed.) (1985), p. 140. Siehe auch *supra* C VIII 2.

ordnungsgemäßen Erfüllung mit einer Frist von nicht unter 15 Tagen zu kündigen.²⁶⁸ In beiden Fällen, sei es daß die vertragserfüllende Partei auf Erfüllung besteht oder sich für die Kündigung des Vertrages entscheidet, ist sie berechtigt, die entstehenden Schäden und Nachteile geltend zu machen.²⁶⁹

Unbeschadet der eventuellen Schadensersatzverpflichtungen der Parteien werden in nahezu allen Verträgen **Vertragsstrafen** für bestimmte (häufige) Vertragsverletzungen der Kontraktor-Gesellschaften festgelegt. Diese Klauseln beziehen sich hauptsächlich auf Verzögerungen und Unterlassungen, die zum Verlust oder zur Verschwendung von Teilen der Produktion führen oder bei der Übergabe der im Vertrag festgelegten Informationen,²⁷⁰ wie z.B. Messungen, Daten über Geologie, Lagerstättenkunde, Produktion, Förderplan etc., vorkommen.²⁷¹ Es ist bei den jeweiligen Klauseln vorgesehen, die Geldstrafen entsprechend der Bedeutung und der Folgen der Nichterfüllung abzustufen.

Abschließend muß jedoch festgestellt werden, daß auch in den Fällen, in denen die *Default*-Klausel sehr detailliert und umfassend ausgestaltet ist, das auf den Vertrag anwendbare Recht subsidiär zur Geltung kommt, und hieraus somit die allgemeinen Regelungen über die vertragliche Haftung zu beachten sind.²⁷² Insbesondere in Hinblick auf den Verschuldensmaßstab können sich dabei Unterschiede ergeben.

²⁶⁸ Vgl. exemplarisch Art. 19.1.1. des *Rawson Basin*-Vertrags: "The total or partial un-fulfillment of any substantial obligation by one of the parties, not being the result of an ACT OF GOD OR FORCE MAJEURE, shall authorize the complying PARTY to terminate the CONTRACT, having previously advised the other Party of its requirement of due fulfillment of such obligation within a period of not less than fifteen (15) days." (Hervorhebung von den Verfassern).

²⁶⁹ Vgl. hierzu Art. 19.1.2. *Rawson Basin*-Vertrag von 1986, Art. 17.1.2. des *Malargue Sur*-Vertrages von 1979 oder Art. 17.1.2. des *Llancanelo*-Vertrages.

²⁷⁰ Vgl. z.B. Art. 8 *Rawson Basin*-Vertrag.

²⁷¹ Vgl. hierzu beispielsweise die Klauseln Art. 17.2.a und b des *Malargue Sur*-Vertrages, des *Llancanelo*-Vertrages, Art. 17.2 a, b und c des *Comodoro-Rivadavia-Coastal Belt*-Vertrages, Art. 19.3 a und b des *Modell*-Vertrages von 1985 und des *Rawson Basin*-Vertrages von 1986.

²⁷² Siehe Horn in Horn (ed.) (1985), p. 140.

C X Streiterledigung

Die argentinische Vertragspraxis weist hinsichtlich der Frage, wem die Erledigung der zwischen den Vertragspartnern entstehenden Streitigkeiten obliegen soll und welches Verfahren hierbei im einzelnen zu beachten ist, eine gewisse Konstanz auf. Zwei Epochen sind hier zu unterscheiden: Die untersuchten Verträge, die bis einschließlich 1967 abgeschlossen wurden, beriefen, von einer Ausnahme abgesehen,²⁷³ die argentinische Gerichtsbarkeit zur autoritativen Streitentscheidung.²⁷⁴ Seit 1968 folgt die untersuchte Vertragspraxis dagegen einem anderen Regelungsmuster, das hier alleine Gegenstand der folgenden Ausführungen sein soll: Die Verträge sehen nun im wesentlichen vor, daß Streitigkeiten über technische Fragen einem *ad hoc*-Schiedsgericht zu unterbreiten sind, wohingegen die sonstigen Auseinandersetzungen vor staatlichen argentinischen Gerichten auszutragen sind.

1) Conflict Screening

In diesem Zusammenhang sind zunächst die unter C IV beschriebenen '*Liason Committees*' zu nennen. Hierher gehören auch Section 18.3 des Modell-Vertrages und Art. 18.3 des *Rawson Basin*-Vertrages, die bestimmen:

The PARTIES shall solve in good faith, by means of mutual consultation, every issue or dispute which may arise from or be related to the CONTRACT and shall try to reach a satisfactory understanding on said issue or dispute.

Weitere oder konkretere Verhaltenspflichten in dieser Phase der Konfliktbewältigung sind allerdings nicht normiert.

²⁷³ Der 1958 abgeschlossene *Rio Negro*-Vertrag schrieb zwingend vor, daß alle Auseinandersetzungen zwischen den Vertragspartnern hinsichtlich der Auslegung des Vertrages und hinsichtlich der Erfüllung der vertraglichen Pflichten einem aus drei Schiedsrichtern bestehenden *ad hoc*-Schiedsgericht zu unterbreiten waren, wobei jede Partei einen Schiedsrichter zu ernennen hatte und die so Ernannten sich auf die Person des dritten Mannes zu einigen hatten. Kam es nicht zu dieser Einigung, so sollte der Präsident des *Argentine Supreme Court of Justice* für die Ernennung zuständig sein. Vgl. Art. 19 des Vertrages.

²⁷⁴ Vgl. Art. 22 des *Rio Neuquén*-Vertrages (im Gegensatz zu dem am selben Tag abgeschlossenen *Rio Negro*-Vertrag) sowie jeweils Art. 24 des *Continental Oil*- und des *Rio Salado*-Vertrages (beide aus dem Jahre 1961). Art. 24 des *Cerro Bandera/El Sauce*-Vertrages (1967) trägt zwar die Überschrift '*Domicile and Jurisdiction*', enthält aber tatsächlich nur die Bestimmung, daß die Vertragspartner ihren Sitz in Buenos Aires haben, so daß mangels ausdrücklicher Schiedabrede ebenfalls die argentinischen Gerichte zuständig sind.

2) Gerichtsstandsvereinbarungen

Die untersuchten Gerichtsstandsvereinbarungen weisen, was die Bestimmung des zuständigen Gerichts betrifft, einige Unterschiede auf: Teilweise wurde vereinbart, daß das Bundesgericht der Hauptstadt zuständig sein soll,²⁷⁵ teilweise die gesamten Gerichte der Hauptstadt,²⁷⁶ wogegen andere Verträge sich lediglich auf die Abrede beschränken, die argentinische Gerichtsbarkeit zur Entscheidung möglicher Streitigkeiten zwischen den Parteien zu berufen, ohne geographische Beschränkungen vorzusehen oder nach der Art der Gerichtsbarkeit zu differenzieren.²⁷⁷ Im übrigen enthalten die Gerichtsstandsvereinbarungen in der Regel den Passus, daß die Zuständigkeit jeder anderen Gerichtsbarkeit ausgeschlossen ist.²⁷⁸

3) Schiedsgerichtsabreden

Alle untersuchten Schiedsgerichtsabreden sehen die Bildung eines *ad hoc*-Schiedsgerichts vor. Jede Partei hat innerhalb einer meist knapp bemessenen Frist einen Schiedsrichter zu ernennen, die beiden ernannten Schiedsrichter haben sich dann auf die Person des *dritten Mannes* zu einigen, wobei ebenfalls kurze Fristen vorgesehen sind.²⁷⁹ Falls keine Einigung zustandekommt, obliegt die Ernennung dem Präsidenten der *National Chamber of Appeals in Federal Matters* der Bundeshauptstadt²⁸⁰ oder dem Präsidenten des *Supreme Court*.²⁸¹

²⁷⁵ Art. 19.2 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages. Der 10 Jahre früher gefaßte Art. 31 des *APCO*-Vertrages präzisiert dagegen und nimmt auf die *Federal National Courts in Civil and Commercial Matters of the Capital City* Bezug. Art. 18.3 des *Rawson Basin*-Vertrages (1986) bestimmt im Gegensatz zum Modell-Vertrag ebenfalls die Zuständigkeit der argentinischen Bundesgerichte.

²⁷⁶ Vgl. Art. 16.3 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages (1980). Sec. 18.3 des Modell-Vertrages (1985) spricht dagegen von den Gerichten von Buenos Aires. Diesem Unterschied kommt nach Aufgabe der Pläne für eine Verlegung der Hauptstadt keine Bedeutung mehr zu.

²⁷⁷ Vgl. Art. 16.3 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979) und Art. 16.3 des *Llanquanelo*-Vertrages (1980).

²⁷⁸ Lediglich der *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag (1980) macht hiervon eine Ausnahme. Dort fehlt eine derartige Abrede.

²⁷⁹ Die Dauer der Fristen übersteigt 30 Tage nicht. Fehlt eine vertragliche Vereinbarung dieser Fristen, so kann dies von der Partei, die an der Durchführung des Schiedsverfahrens kein Interesse hat, als wirksames Mittel im Rahmen einer Verzögerungsstrategie benutzt werden. Eine Fristbestimmung fehlte im Modell-Vertrag, doch wurde dieser Mangel im *Rawson Basin*-Vertrag behoben.

²⁸⁰ Art. 30 des *APCO*-Vertrages (1968).

Dagegen enthalten nicht alle Verträge eine Regelung für den Fall, daß eine Partei ihrer Pflicht, 'ihren' Schiedsrichter zu ernennen, nicht nachkommt.²⁸² In den neueren Verträgen ist vorgesehen, daß die Vertragspartner zunächst versuchen sollten, sich auf einen Schiedsrichter zu einigen, dem alleine die Entscheidung des Streits obliegen sollte.²⁸³ Regelmäßig müssen die zu ernennenden Schiedsrichter, mindestens aber der *dritte Mann*, besonderen persönlichen Anforderungen genügen. So stipuliert der APCO-Vertrag, daß es sich um einen Experten in der Frage, die zu entscheiden ist, handeln müsse. Andere Verträge verlangen, daß die Schiedsrichter über Erfahrung und Qualifikation in technischen Fragen auf dem Felde der Exploration und Förderung von Erdölvorkommen verfügen.²⁸⁴ Der *Rawson Basin*-Vertrag legt erstmals ausdrücklich besonderen Wert auf die Unabhängigkeit der Schiedsrichter, indem er verlangt, daß diese '*shall have no interest whatsoever in the outcome of the issue and shall not be employees nor dependants of any of the PARTIES*'.

Auf das Schiedsverfahren findet grundsätzlich das argentinische Zivil- und Handelsprozeßrechtsbuch Anwendung.²⁸⁵ Die Verträge selbst beinhalten nur wenige Regelungen zu den Wirkungen der Entscheidung selbst und zum Verfahren, das die Schiedsrichter bei ihrer Entscheidungsfindung einzuhalten haben. Nur der APCO-Vertrag enthält eine Bestimmung des Ortes, an dem das Schiedsverfahren durchzuführen ist, nämlich in Buenos Aires. Der APCO-Vertrag weist hinsichtlich des Entscheidungsmaßstabes eine Besonderheit auf: Danach sollen die Schiedsrichter als '*amicable mediators*'²⁸⁶ agieren, '*who shall decide the dispute in accordance with the principles of equity*'. Eine ausdrückliche Regelung, ob der Schiedsspruch einstimmig zu fällen ist oder ob eine Mehrheitsentscheidung ausreicht, findet sich nur im *Rawson Basin*-Vertrag, wo sich die Vertragspartner für die zweite Al-

²⁸¹ Art. 19.3 des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages (1978), Art. 16.3 des *Malargue Sur*-Vertrages (1979), Art. 16.3 des *Llancanelo*-Vertrages (1980), Art. 16.4 des *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrages, Section 18.3.2 des Modell-Vertrages und Art. 18.3.2 des *Rason Basin*-Vertrages.

²⁸² In dieser Hinsicht enthalten eine Lücke der APCO-Vertrag und - im Gegensatz zum Modell-Vertrag - der *Rawson Basin*-Vertrag.

²⁸³ *Malargue Sur*-Vertrag, *Llancanelo*-Vertrag, *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag, Modell-Vertrag und *Rawson Basin*-Vertrag.

²⁸⁴ *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag, *Malargue Sur*-Vertrag, *Llancanelo*-Vertrag, *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag, Modell-Vertrag und der *Rawson Basin*-Vertrag.

²⁸⁵ Lediglich der APCO-Vertrag nimmt nicht ausdrücklich hierauf Bezug.

²⁸⁶ Die Übernahme derartiger Funktionen ist dagegen im Common Law Rechtskreis völlig unüblich; vgl. hierzu *Fischer-Zernin/Junker* (1988), p. 24 f.

ternative entschieden hat. Alle Verträge sehen im übrigen vor, daß ein Rekurs gegen den Schiedsspruch unzulässig ist, daß dieser vielmehr '*final, unappealable and binding*' sein solle.

Die Schiedsgerichte sind nur für die Entscheidung von Streitigkeiten über **technische Fragen** zuständig. Allerdings sind in einigen Verträgen Schwierigkeiten zu gewärtigen in bezug auf die Frage der Abgrenzung der Zuständigkeiten zwischen argentinischer Gerichtsbarkeit und den vertraglich vorgesehenen *ad hoc*-Schiedsgerichten. Lediglich der *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag enthält eine präzise Abgrenzung: Dort sind die Streitigkeiten, die dem Schiedsgericht zu unterbreiten sind, enumerativ aufgelistet. Die übrigen Verträge folgen anderen Regelungskonzepten.

So regelt der *APCO*-Vertrag hinsichtlich der Zuständigkeit der argentinischen Gerichtsbarkeit:

*The cancellation of the present Contract and the consequences thereof shall be excluded from the arbitration proceedings (...) and shall be subject to the jurisdiction agreed upon in Article 31.*²⁸⁷

Streitigkeiten aus einigen genau umgrenzten Bereichen werden ausdrücklich dem Schiedsgericht zugewiesen.²⁸⁸ Im übrigen wird die Zuständigkeit des Schiedsgerichts in Art. 30 generalklauselartig folgendermaßen umschrieben:

Any dispute which may arise between the parties as to the interpretation of the provisions of the present Contract or the execution or performance of the obligations contracted shall be submitted to arbitration (...).

Im *Malargue Sur*-Vertrag (1979) und im *Llancanelo*-Vertrag (1980) wird grundsätzlich der Regelungstechnik des *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrages gefolgt, doch weisen deren Schiedsgerichtsabreden einige Abweichungen auf: Zwar ist hier wieder die Zuständigkeit eines Schiedsgerichts für Meinungsverschiedenheiten über technische Fragen vereinbart, wobei die einschlägigen Vertragsbestimmungen enumerativ aufgelistet sind. Die Schiedsgerichtsklausel versucht aber, den Charakter der Streitigkeiten, die der

²⁸⁷ Art. 30 *APCO*-Vertrag aE. Vgl. auch dessen Art. 28, der dies noch einmal wiederholt und präzisiert.

²⁸⁸ Vgl. Art. 4 aE (Umfang der Zahlungspflichten von *Y.P.F.* auf das Capital Account); Art. 7 (Bestimmungen für den Fall des Zusammenbruchs des freien Devisenmarkts); Art. 9 aE (Streitigkeiten über Indices bzw. Ersatzindices, die bei Inflation den realen Wert von Zahlungsansprüchen, die auf argentinische Pesos lauten, sicherstellen sollen) des *APCO*-Vertrages.

Zuständigkeit eines Schiedsgerichts unterfallen, 'zu präzisieren, indem es den Begriff *Technical Matters* definiert:

It shall be understood as 'technical matters' all such matters which solutions are substantially related to the establishment of facts or circumstances relative to a determined art or profession.

Diese Einschränkung war notwendig, da im Gegensatz zum *Austral Basin-Tierra del Fuego*-Vertrag im Rahmen der enumerativen Aufzählung auch auf Bestimmungen Bezug genommen wird, die nicht ausschließlich die Regelung technischer Fragen zum Gegenstand haben wie z.B. die Force Majeure-Klausel. Den Schiedsrichtern obliegt auch die Entscheidung darüber, ob es sich um eine Streitigkeit in '*technical matters*' handelt.²⁸⁹

Im Modell-Vertrag und im *Rawson Basin*-Vertrag ist lediglich noch eine allgemeine Umschreibung der '*Technical Questions*', die einem Schiedsgericht zu unterbreiten sind, enthalten.

*'Technical Questions' shall be understood to be those questions the solution of which depends substantially on the determination of facts or circumstances relative to a given art or profession (Section 18.3.1 des Modell-Vertrages).*²⁹⁰

²⁸⁹ Im *Comodoro Rivadavia Coastal Belt*-Vertrag fehlt allerdings eine allgemeine Umschreibung dessen, was unter *technical matters* zu verstehen ist, obwohl hierfür ebenso wie bei den gerade erwähnten Verträgen ein Bedürfnis besteht.

²⁹⁰ Der *Rawson Basin*-Vertrag (dort Art. 18.3.1) beschränkt allerdings die '*Technical Questions*' auf '*specific questions of the oil industry*'.

D SCHLUSSBEMERKUNG

Trotz aller Veränderungen der Vertragspraxis in den vergangenen Jahrzehnten muß zunächst festgehalten werden, daß die Grundzüge der argentinischen Kautelarpraxis im Petroleumsektor eine gewisse Konstanz aufweisen. Dem ausländischen Investor wird lediglich ein Kontraktor-Status zugewiesen. Seine Vergütung erfolgt grundsätzlich nicht durch eine Beteiligung an den geförderten Rohstoffen, wobei allerdings der Berechnungsmodus bemerkenswerte Änderungen erfahren hat. Als letzter Schritt dieser Entwicklung hat sich das am *Exploitation Result* ausgerichtete System herausgebildet, das - wie die Reaktionen auf die "3rd Bidding Invitation" aus dem Jahre 1987 zeigten - von den ausländischen Investoren akzeptiert wurde. Mit dieser Regelungslösung hat Argentinien noch nicht das derzeit höchstmögliche Maß an Flexibilität des Fiscal Package erreicht, wie sich dies in den Rate of Return-orientierten Modellen manifestiert. Durch die leichtere Überprüfbarkeit der Berechnungsgrundlagen und der Vermeidung der Gefahr einer unangemessenen Kostengenerierung wird dieser Nachteil jedoch kompensiert. Insoweit werden potentielle Quellen für Streitigkeiten zwischen den Vertragspartnern ausgeschaltet und ein positiver Beitrag zum Rechtsschutzniveau, das der ausländische Investor genießt, geleistet. Insgesamt bleibt festzustellen, daß in wirtschaftlicher Hinsicht nach Erlaß von Decree No. 123/87 ein realistischer Ausgleich zwischen Government Take und Erträgen der Investoren gefunden wurde.

Weiterhin ist festzuhalten, daß die argentinische Vertragspraxis eine Internationalisierung der einschlägigen Regelungsbereiche zu vermeiden sucht. Dies dokumentiert sich zum einen in den Rechtswahlklauseln, zum anderen in den vertraglich zur Streiterledigung berufenen Instanzen. Daß auch die argentinische Vertragspraxis nicht auf das traditionelle Sicherungsinstrumentarium verzichten kann, zeigt sich z.B. in den Ansätzen zu einer Versteinerung des Vertragsregimes und der Verwendung von Escalator-Clauses.

Obwohl sich das durch die argentinische Gesetzgebung und die Vertragspraxis ausgewiesene Rechtsschutzniveau im internationalen Vergleich als relativ hoch erweist, wären aus der Sicht ausländischer Investoren substantielle Verbesserungen denkbar und wünschenswert. Beispielsweise könnte die bisher bestehende Gefahr einer Politisierung der Streiterledigung vermieden und das Vertrauen der Investoren gestärkt werden, indem die Auswahl der Schiedsrichter nicht mehr durch staatliche argentinische Institutionen erfolgt, sondern durch unabhängige internationale Instanzen. Darüber hinaus wäre in Hinblick auf den

Schutzstandard gegenüber möglichen Enteignungen der Abschluß völkerrechtlicher bilateraler Investitionsförderungsabkommen, wie dies neuerdings in den Nachbarstaaten Uruguay und Bolivien erfolgte, vorteilhaft. Dies hätte, neben einer Signalwirkung, zumindest eine Festschreibung der sich derzeit aus der argentinischen Verfassung ergebenden Rechtsposition des Investors zur Folge.

Literaturverzeichnis

- Alemann, R. T.* (1970), *Curso de política económica*, Buenos Aires.
- An, T.* (1987), *The Law Applicable to a Transnational Economic Development Contract*, J. W. T. L. 21 (1987), p. 95 ff.
- Aranovich, F. C./Hewko, J.* (1987), *Argentine Laws on Foreign Investments and the Transfer of Technology*, The Int'l. Lawyer 21 (1987), p. 379 ff.
- Barrows, G. H.* (1987), *World Petroleum Arrangements*, New York.
- Barrows, G. H.*, *Basic Oil Laws and Concession Contracts*, New York.
- Berlin, D.* (1987), *Les Contrats d'Etat ('State Contracts') et le protection des investissements internationaux*, Droit et pratique du commerce international 13 (1987), p. 197 ff.
- Blaustein, A. P./Flanz, G. H. (eds.)* (1983), *Constitutions of the Countries of the World*, New York.
- Blitzer, C. R./Cavoulacos, P. E./Lessard, D. R.* (1984), *Contract Efficiency and Natural Resource Investment in Developing Countries*, Col. J. World Bus. , Spring 1984, p. 10 ff.
- Blitzer, C. R./Lessard, D. R./Paddock, J. L.* (1984), *Risk-Bearing and the Choice of Contract Forms for Oil Exploration and Development*, The Energy J. 5 (1984), p. 1 ff.
- Bomchil, M. M.* (1981), *The New Foreign Investment Regime in Argentina*, Brooklyn J. Int'l L. 7 (1981), p. 27 ff.
- BP* (1988), *BP Statistical Review of World Energy*, London.
- Dabinovic, T. E. J. P.* (1985/86), *The New Argentine legal Regime for the Petroleum Industry: Decree No. 1443 of 6 August 1985*, Oil & Gas L. Tax. Rev. 4 (1985/86), p. 75 ff.

- Dabinovic, T. E. J. P.* (1987), *Petroleum Service Contracts in Argentina, Brazil and Columbia: Issues Arising from their Legal Nature*, *J. Energy & Nat. Res. L.* 5 (1987), p. 15 ff.
- Dabinovic, T. E. J. P.* (1987/88), *The Restated Version of the Argentine Model Contract*, *Oil & Gas L. Tax. Rev.* 6 (1987/1988), p. 142 ff.
- Dahl, E.* (1980), *Argentina's New Promotional Mining Regime*, *Bull. Argen. Legal. Dev.* (1980), S. 8 ff.
- Dahl, E.* (1982), *Argentina's System of Foreign Investments*, *Fordham Int'l L. J.* 6 (1982), p. 33 ff.
- David, N.* (1988), *Les entreprises conjointes. Quelques problèmes pratiques*, *Clunet* 115 (1988), p. 37 ff.
- Edwards, G.* (1971), *The Frondizi Contracts and Petroleum Self-Sufficiency in Argentina* in: *Mikesell, R. F.*, *Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries* Baltimore, 1971.
- El-Kosheri/Riad* (1986/1987), *The Law Governing a New Generation of Petroleum Agreements: Changes in the Arbitration Process*, *F. I. L. J.* 1 (1986/87), p. 257 ff.
- Fischer, P.* (1974). *Die internationale Konzession*, Wien/New York 1974.
- Fischer-Zernin, V./Junker, A.* (1988), *Arbitration and Mediation: Synthesis or Antithesis*, *J. Int'l. Arbitration* 5 (1988), p. 21 ff.
- Foëth, G.* (1979), *Investitionen in Lateinamerika - Internationale Verträge und nationale Bestimmungen*, Frankfurt/M.
- Frondizi, A.* (1955), *Petróleo y Política*, Buenos Aires.
- Garnault R./Ross, A. C.* (1975), *Uncertainty, Risk Aversion and the Taxing of Natural Resource Projects*, *The Economic Journal* 85 (1975), p. 272 ff.
- Giacchino* (1978), *Foreign Investment under Contemporary Argentine Law*, *Am. J. Comp.*

L. 26 (1978), p. 91 ff.

Henggeler, P. A. (1974), *Die industrielle Entwicklung Argentiniens - Stand und Zukunftsperspektiven*, Bern.

Horn, N. (1985) in: *Horn, N. (ed.)* (1985); *Adaptation and Renegotiation of Contracts in International Trade and Finance*, Kluwer-Deventer.

Horn, N. (ed.) (1985); *Adaptation and Renegotiation of Contracts in International Trade and Finance*, Kluwer-Deventer.

Horn, N./Fontaine, M./Maskow, D./Schmitthoff, C. M. (1984), *Die Anpassung langfristiger Verträge - Vertragsklauseln und Schiedspraxis*, Frankfurt/M..

Khan, I. F. (1988), *Petroleum Taxation and Contracts in the Third World - A Law and Policy Perspective*, J.W.T.L 22 (1988), p. 67 ff.

Kaplan, M. (1957), *Economía y Política del Petróleo Argentino, 1939-1956*, Buenos Aires.

Lalive, J.-F. (1983), *Contrats entre Etats et personnes privées - Développements récents*, Recueil des Cours 181 (1983), p. 9 ff.

Lalive, P. (1986/87), *Some Threats to International Investment Arbitration*, F. I. L. J. 1 (1986/87), p. 26 ff.

Le Leuch, H. (1986), *Recent Evolution of Petroleum Exploration and Exploitation Agreements in Developing Countries: New Approaches to Introduce More Flexibility and Progressivity in the Contractual Terms*, N.R.F. 10 (1986), p. 205 ff.

Mc Kinnis (1978), *The Argentine Foreign Investment Law of 1976*, Col. J. Transn. L. 17 (1978), p. 357 ff.

Mikesell, R. F. (1971), *Foreign Investment in the Petroleum and Mineral Industries*, Baltimore.

Mikesell, R. F. (1984), *Petroleum Company Operations & Agreements in the Developing Countries*, Washington, D.C.

Müller, W. (1988), Entwicklungstendenzen bei transnationalen Investitionsverträgen im Energie-Rohstoff-Sektor, Diskussionsbeiträge des Sonderforschungsbereichs 178 'Internationalisierung der Wirtschaft', Serie II-Heft 53.

Grigera Naón, H. A. G. (1985) in: *Horn, N. (ed.)* (1985); *Adaptation and Renegotiation of Contracts in International Trade and Finance*, Kluwer-Deventer.

Randall, L. (1978), *An Economic History of Argentina in the Twentieth Century*, New York.

Schanze, E. (1986), *Investitionsverträge im internationalen Wirtschaftsrecht*, Frankfurt/M.

Stebbins (1975), The Argentine Foreign Investment Law and its Andean Common Market Inspiration, *Vanderbilt J. Int'l L.* 8 (1975), p. 280 ff.

Studwell/Cabanellas (1977), The New Argentine Foreign Investment Law: An Analysis and Commentary, *Hastings Int'l & Comp. L. J.* 1 (1977), p. 37 ff.

Touscoz, J. (1985), Les nouveaux contrats d'exploration-production pétrolière, *Revue de Droit des Affaires Internationales* (1985), p. 151 ff.

Vagts, D. (1986), *Transnational Business Problems*, Mineola (New York).

van Meurs, A. P. H. (1986), Economic Analysis of Selected Offshore Petroleum Arrangements, *N.R.F.* 10 (1986), p. 107 ff.

Zakariya, H. S. (1976), New Directions in the Search for and Development of Petroleum Resources in the Developing Countries, *Vanderbilt J. Transnat'l L.* 9 (1976), p. 545 ff.