

Die kaukasische Ölpipeline und der Welterdölmarkt

Götz, Roland

Veröffentlichungsversion / Published Version

Forschungsbericht / research report

Empfohlene Zitierung / Suggested Citation:

Götz, R. (1998). *Die kaukasische Ölpipeline und der Welterdölmarkt*. (Aktuelle Analysen / BIOst, 24/1998). Bundesinstitut für ostwissenschaftliche und internationale Studien. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0168-ssoar-47502>

Nutzungsbedingungen:

Dieser Text wird unter einer Deposit-Lizenz (Keine Weiterverbreitung - keine Bearbeitung) zur Verfügung gestellt. Gewährt wird ein nicht exklusives, nicht übertragbares, persönliches und beschränktes Recht auf Nutzung dieses Dokuments. Dieses Dokument ist ausschließlich für den persönlichen, nicht-kommerziellen Gebrauch bestimmt. Auf sämtlichen Kopien dieses Dokuments müssen alle Urheberrechtshinweise und sonstigen Hinweise auf gesetzlichen Schutz beibehalten werden. Sie dürfen dieses Dokument nicht in irgendeiner Weise abändern, noch dürfen Sie dieses Dokument für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, aufführen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Mit der Verwendung dieses Dokuments erkennen Sie die Nutzungsbedingungen an.

Terms of use:

This document is made available under Deposit Licence (No Redistribution - no modifications). We grant a non-exclusive, non-transferable, individual and limited right to using this document. This document is solely intended for your personal, non-commercial use. All of the copies of this documents must retain all copyright information and other information regarding legal protection. You are not allowed to alter this document in any way, to copy it for public or commercial purposes, to exhibit the document in public, to perform, distribute or otherwise use the document in public.

By using this particular document, you accept the above-stated conditions of use.

Die kaukasische Ölpipeline und der Welterdölmarkt

Zusammenfassung

Nachdem feststeht, daß das "early oil" von den aserbaidischen Off-shore-Feldern des Kaspischen Meeres teils durch die "nördliche" Pipeline Baku-Novorossiysk, teils durch die "westliche" Pipeline Baku-Supsa strömen wird, muß die Route der Hauptexportpipeline noch festgelegt werden, die mit rund 50 Mio. t/Jahr etwa die zehnfache Menge des "early oil" transportieren wird. Aserbaidisch unterstützt neuerdings den amerikanisch/türkischen Plan einer Trasse nach dem türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan und prüft die Möglichkeit einer Unterwasserpipeline durch das Kaspische Meer, um diese Streckenführung durch den Einsatz kasachischen Öls rentabler machen zu können. Dadurch würde allerdings die ursprünglich von Georgien präferierte Anschließung der Ukraine an die kaspischen Ölfelder hinfällig. Alle diese Varianten setzen aber voraus, daß der westeuropäische Markt in den kommenden Jahrzehnten für Erdöl aus dem kaspischen Raum aufnahmefähig sein wird. Dies ist aber zu bezweifeln, wenn andere Anbieter wie vor allem der Irak verstärkt ins Spiel kommen. Das Erdöl und Erdgas des kaspischen Raumes wird hingegen zukünftig hauptsächlich vom chinesisch-asiatischen Markt absorbiert werden, wo die Nachfrage weit mehr zunehmen wird als in Westeuropa. Damit ist fraglich, ob eine nach Westen führende Hauptexportpipeline für das kaspische Öl, die im transkaukasischen Raum die politischen Spannungen anheizt, überhaupt Realisierungschancen hat. Auf jeden Fall erscheint eine Vermittlungsinitiative der EU geeignet zu sein, um eine kooperative Lösung der Probleme der Pipelinetrassen zu finden.

Von der Verlegung einer großen Pipeline über sein Territorium kann sich das Transitland eine Reihe von Vorteilen versprechen: Es werden Milliarden Dollar investiert, Arbeitsplätze geschaffen, die eigene Versorgung wird gesichert und das Land wird politisch aufgewertet. Allerdings kann eine solche Pipeline auch zum Zankapfel zwischen Nachbarstaaten werden, wie das Projekt der kaukasischen Ölpipeline (der Pipelinerrouten nördlich und südlich des Kaukasusgebirges) demonstriert.

Am Anfang des Projekts der kaukasischen Ölpipeline stand der "Jahrhundertvertrag" vom September 1994 zwischen Aserbaidisch und einem Konsortium von 11 Ölfirmen über die Ausbeutung von Off-

shore-Ölfeldern des Kaspischen Meeres, die von Aserbaidschan beansprucht werden.¹ Sofort stellte sich die Frage nach der Streckenführung der erforderlichen Exportpipelines, wobei Rußland für sein eigenes Pipelinennetz votierte und nicht zuletzt deswegen in Tschetschenien intervenierte. Die westlichen Ölgesellschaften und die USA bevorzugten dagegen aus Sicherheitsgründen eine multiple Streckenführung, was auch dem Wunsch Aserbaidschans nach größerer Unabhängigkeit von Rußland entgegenkam. Im Oktober 1995 wurde eine Einigung über den Transport des "early oil" (maximal rund 5-6 Mio. t/Jahr) erzielt, wonach dieses teilweise durch die georgische Pipeline, teilweise über Rußland entlang des Nordrückens des Kaukasus transportiert werden soll.² Zu lösen bleibt aber die Frage der Hauptpipeline für das aserbaidschanische Öl, das ab 2002 in größeren Mengen fließen soll (die Rede ist von 800.000 bpd bzw. 46 Mio. t/Jahr im Zeitraum 2005-2010).³ Um diese Hauptpipeline (Main export pipeline, MEP), die vor allem aserbaidschanisches, aber möglicherweise auch kasachisches Erdöl nach Westen transportieren soll, geht es in der folgenden Darstellung. Dabei soll hier vor allem auf Fragen eingegangen werden, die für den angesprochenen Zusammenhang von Bedeutung sind, bislang aber geringere Aufmerksamkeit gefunden haben.

Welterdölmarkt und kaspisches Öl

Die Bedeutung der kaukasischen Ölpipeline soll zunächst vor dem Hintergrund der mittel- und langfristigen Entwicklung des Welterdölmarktes dargestellt werden. Hierbei sind Prognosen für die Entwicklung der Reserven und der möglichen Produktion einerseits, für die Nachfrageentwicklung andererseits von Bedeutung. Für die Angebotsseite haben zwei Ölexperten unlängst eine aufsehenerregende Prognose veröffentlicht.⁴ Auf Grund einer vergleichenden Untersuchung der Ergiebigkeit von Erdölfeldern sowie des Zuwachses an Reserven in verschiedenen Teilen der Welt kommen sie zum Ergebnis, daß die weltweite Erdölförderung bis zum Jahre 2010 ihr Maximum erreicht haben wird und von da an ein unvermeidlicher Rückgang zu erwarten ist. Sie widersprechen damit anderen Auffassungen, wonach die gegenwärtige Förderung (rund 25 Mrd. Faß bzw. rund 4 Mrd. t) noch 30-40 Jahre lang beibehalten oder sogar erhöht werden kann. Sie bezweifeln insbesondere die Reserveschätzungen, die auf oft unpräzisen Angaben der erdölproduzierenden Länder beruhen.⁵ Ihre Zweifel werden dadurch untermauert, daß von seiten dieser Länder Ende der achtziger Jahre die Reserveschätzungen – ohne daß dem neue Funde zugrunde lagen – um rund drei Viertel höher veranschlagt wurden, offenbar weil man dadurch seine von der OPEC zugestandenen Exportquoten erhöhen konnte. Wenn man derartige nachträgliche Höherschätzungen bestehender Reserven korrigiert, ergibt sich, daß die Welterdölreserven bereits 1980 ihr Maximum (rund 1.100 Mrd. Faß oder 175 Mrd. t) erreicht haben und seither abnehmen. Aus "konventionellen Vorräten" können in Zukunft maximal noch 700-1.000 Mrd. Faß Erdöl (110-159 Mrd. t) gefördert werden;

¹ Zur Rechtslage, insbesondere dem Streit um den Status des Kaspischen Meeres als Binnengewässer oder offenes Meer siehe Rainer Freitag-Wirminghaus, Geopolitik am Kaspischen Meer: Der Kampf um neue Energieressourcen, Sonderveröffentlichung des BIOst, Januar 1998, S. 31-35 sowie [Hella Engerer/Christian von Hirschhausen], Die Energiewirtschaft am Kaspischen Meer: Enttäuschte Erwartungen – unsichere Perspektiven, in: DIW Wochenbericht 24/1998, S. 427-437, hier S. 429 ff.

² Bei Transitgebühren von 16 \$/t sind daraus maximale Einnahmen von 80-96 Mio. \$ pro Jahr zu erwarten. Die Investitionskosten der Baku-Supsa-Pipeline werden auf 200-300 Mio. \$ geschätzt. Die Rekonstruktions- und Baukosten der Pipeline Baku-Novorossijsk liegen niedriger. Beide Pipelines können erst nach einigen Jahren des Betriebs die Investitionskosten amortisieren.

³ bpd = barrels per day (Faß pro Tag). 1 Faß (barrel) Erdöl sind rund 0,159 Kubikmeter, 1 bpd entspricht 58 t/Jahr.

⁴ Colin J. Campbell/Jean H. Laherrere, The End of Cheap Oil, in: Scientific American, 3/1998, S. 78-83, siehe auch <http://dieoff.org/page140htm>.

⁵ Die Reserven werden in erster Annäherung folgendermaßen klassifiziert: A - Vorkommen, die bereits ausgebeutet werden; B - Vorkommen, deren Ausbeutung vorbereitet wird; C - nachgewiesene Vorräte; D - prognostizierte Vorkommen. Oft ist unklar, ob bei publizierten Daten nachgewiesene oder prognostizierte Reserven gemeint sind. Bei den Prognosen werden die vorsichtigen P90-Schätzungen (probability 90 percent) von den Maximalschätzungen P10 (probability 10 percent) unterschieden, die um das Mehrfache abweichen können. Als brauchbaren Kompromiß kann man P50-Schätzungen ansehen.

hinzu kommen noch "unkonventionelle" Reserven wie etwa erdöhlhaltige Sande, die jedoch einen höheren Aufwand bei der Gewinnung verursachen.

Die Nachfrage nach Erdöl wird andererseits in absehbarer Zukunft nach Ansicht dieser Experten weltweit zunehmen, und zwar von gegenwärtig 25 Mrd. Faß (4 Mrd. t) auf 40 Mrd. Faß (6,4 Mrd. t) im Jahre 2010. Zwar heißt dies nicht, daß die Welterdölreserven in 30 Jahren aufgebraucht sein werden, es wird aber langfristig zu einem Preisanstieg für Erdöl kommen, der einerseits eine Nachfragedämpfung, andererseits ein Ausweichen auf alternative Energiequellen und Rohstoffe (vor allem Erdgas) zur Folge haben wird. In diesem Zusammenhang gewinnen die Erdöl- und Erdgasreserven des Kaspischen Raumes, also die Off-shore-Vorkommen unter Wasser sowie die Erdöl- und Erdgaslagerstätten auf dem Festland von Aserbaidschan, Kasachstan, Turkmenistan und Usbekistan ihre besondere Bedeutung. Sie stellen einerseits eine Versorgungsalternative zu der politisch brisanten Region des Persischen Golfes dar, andererseits werden sie ihr Produktionsmaximum gerade dann erreichen, wenn die Erdölförderung in anderen Regionen, etwa in der Nordsee und in Rußland, stark zurückgehen wird. Die Frage ist allerdings, ob sie deswegen schon als Versorgungsquelle für Westeuropa in Frage kommen, oder ob sie nicht für andere Weltregionen eher in Betracht gezogen werden, wo die Energieknappheit noch stärker auftreten wird. Zunächst aber stellt sich die Frage, wie groß die Reserven des kaspischen Raumes überhaupt sind.

Die Bedeutung des kaspischen Raumes für die Weltenergiewirtschaft

Für die Erdölreserven des kaspischen Raumes existieren "optimistische" und "realistische" Schätzungen. Die optimistischen Schätzungen, die einerseits von den Regierungen der entsprechenden Länder, bis vor kurzem aber auch von der amerikanischen Regierung vertreten wurden, gingen bis 200 Mrd. Faß (32 Mrd. t). Die von US-amerikanischen Stellen und von den meisten Experten heute vertretenen Schätzungen liegen jedoch bei 75-90 Mrd. Faß (12-14 Mrd. t).⁶ Dies wären, bezogen auf die oben erwähnten Weltreserven, rund 9-10%, wobei nicht nur nachgewiesene, sondern auch vermutete Reserven einbezogen sind. Die Erdgasreserven der Region betragen nach überwiegender Meinung der Experten rund 5% der Weltreserven. Die Erdölreserven des kaspischen Raumes haben – bei aller Ungenauigkeit derartiger Schätzungen – bei realistischer Betrachtung etwa die Größenordnung der jeweiligen Reserven des Iran, Kuwaits, der Vereinigten Arabischen Emirate sowie des Irak, sind aber deutlich kleiner als die Saudi-Arabiens, wo sich mehr als ein Viertel der Weltreserven befinden.

Die Bedeutung der Energiereserven des kaspischen Raumes sind aber nicht nur hinsichtlich ihres gesamten Potentials, sondern auch mit Berücksichtigung der geographischen Verteilung der Nachfrage und der Konkurrenzsituation auf den regionalen Märkten zu beurteilen. Hierbei sind der europäische Markt sowie der chinesisch-asiatische Markt zu unterscheiden. Eine von russischen Experten erstellte Studie nimmt an, daß die Erdölnachfrage Europas und Asiens (ohne Rußland) – unter Berücksichtigung der eigenen Erzeugung – im Jahre 2015 um rund 1 Mrd. t höher als 1995 liegen wird.⁷ Von dieser Mehrnachfrage werden jedoch nur rund 250 Mio. t, also ein Viertel, auf Europa entfallen, dagegen knapp 800 Mio. t auf Asien. Aus welchen Quellen die europäische Mehrnachfrage gedeckt werden wird, hängt unter anderem davon ab, wann wieder Erdöl aus dem Irak auf den Weltmarkt gelangen wird, da alleine von dort rund die Hälfte des europäischen Mehrbedarfs gedeckt werden könnte (das gesamte Exportpotential des Irak nach Aufhebung der Sanktionen und Investitionen westlicher Ölkonzerne wird auf 200-350 Mio. t/Jahr geschätzt).⁸ Auch vermehrte Lieferungen aus Afrika sowie aus Mittelamerika kommen in Betracht. Die Aufnahmefähigkeit des

⁶ Dies stellt einen Mittelwert zwischen den "nachgewiesenen" Reserven (Klasse C), die mit 14-29 Mrd. Faß beziffert werden, und den "prognostizierten" Reserven (Klasse D), die auf weitere 163 Mrd. Faß geschätzt werden, dar. Vgl. U.S. Department of State, Caspian Region Energy Development Report, April 1997, S. 4 (zit. bei Friedemann Müller, The Caspian Energy Resources and the World's Energy Needs, Vortrag auf dem Seminar der Friedrich Ebert Stiftung, Oil and Gas in the Caspian Sea Region: Geopolitical and Regional Security, 11.-12. 3. 1998.).

⁷ Der Erdölverbrauch Westeuropas betrug 1995 rund 630 Mio. t, was 19,4% des Weltverbrauchs in diesem Jahr ausmachte (berechnet nach: Der Fischer Weltalmanach 1998, Frankfurt a.M. 1997, S. 1125 f.).

europäischen Marktes für Erdöl aus dem kaspischen Raum – und hier kommt in erster Linie aserbaidjanisches und kasachisches Öl in Frage – wird somit voraussichtlich gering sein, da der wegen der zurückgehenden Förderung in der Nordsee auftretende Zusatzbedarf in Westeuropa durch vermehrte und kostengünstige Einfuhren aus anderen Ländern ausgeglichen werden kann. Dies wirft die Frage nach den Transportwegen für die Energieressourcen aus dem kaspischen Raum auf, wobei hier nur die Transportwege für Erdöl und insbesondere die Pipelines behandelt werden sollen.⁹

Die Frage der Transportwege

Als Haupttransportwege für das aserbaidjanische Öl nach Westeuropa kommen – neben entsprechenden Eisenbahnstrecken – erstens das russische Pipelinenetz, zweitens Pipelinevarianten durch Georgien und die Türkei und drittens Pipelines durch den Iran zum Persischen Golf bzw. ebenfalls durch die Türkei in Frage. Sehr wahrscheinlich werden die bestehenden bzw. ergänzten und erweiterten russischen Pipelines einen erheblichen Teil des künftigen Erdölexportes aus dem kaspischen Raum abdecken (siehe dazu die Routen 1, 2 und 4 auf der Karte). Die Route 2 von Baku nach Novorossijsk führt zwar durch die politisch instabilen Republiken Tschetschenien und Dagestan, doch dürfte dort eher die Frage der Beteiligung an den Transitgebühren als eine Blockade auf der Tagesordnung stehen.

⁸ Hideo Abe/Takanori Muramatsu, Economic Sanctions against Iran and Iraq: How They Affect Their Energy Industries and Global Energy Situations?, in: *Time Review*, 38/1997, S. 74-101, hier S. 96.

⁹ Während der Eisentransport von Erdöl aus dem kaspischen Raum sowohl über das russische Eisenbahnnetz als auch durch Georgien im Umfang von einigen Millionen t/Jahr unspektakulär verläuft, entzündeten sich an den geplanten Pipelines die politischen Kontroversen.

Quelle: The Economist February 7th 1998

Die in Reparatur befindliche Pipeline Baku-Supsa (Route 3) kann nur einen Teil des "early oil" transportieren.¹⁰ Ob parallel dazu eine Hauptpipeline durch Georgien neu gebaut werden wird, ist eher fraglich geworden. Diese georgische Variante der Hauptexportpipeline in ihrer ursprünglichen Fassung sah den Weitertransport entweder durch den Bosphorus oder über Bulgarien nach Griechenland (vom bulgarischen Schwarzmeerhafen Burgas durch eine Pipeline nach dem Mittelmeerhafen Alexandroupolis) oder über Odessa durch die Ukraine nach Westeuropa vor. Die ökologisch problematische Passage durch den Bosphorus konnte dabei von der Türkei als Druckmittel benutzt werden, um ihre Routenvarianten in den Vordergrund zu spielen. Die georgische Pipeline leidet ebenfalls darunter, daß sie Rußland einen möglichen Ansatzpunkt für Störaktionen bietet, solange das Abchasienproblem nicht gelöst ist. Ebenso ist nicht absehbar, ob eine Pipeline durch den Iran zum Persischen Golf bzw. Richtung Türkei gebaut wird, da bislang die USA kategorisch gegen die Einbeziehung des Iran in internationale Geschäfte auftreten (Routen 8, 9); auch die Mitte 1997 erfolgte Genehmigung der Beteiligung einer amerikanischen Firma am Bau einer Erdgaspipeline von Turkmenistan in den Iran bedeutet keine grundsätzliche Revision dieser regierungsamtlichen Position.

Die USA präferieren den Bau einer Pipeline zum türkischen Mittelmeerhafen Ceyhan, weil dadurch ihr Nahostpartner Türkei politisch und ökonomisch gestärkt wird (Route 5). Gleichzeitig wird dadurch ein Ersatz für die seit dem Irak-Embargo stillgelegte Pipeline aus dem Irak geschaffen, die in Ceyhan endet. Dabei ist noch offen, ob die Pipeline Baku-Ceyhan über den georgischen Schwarzmeerhafen Poti aus nach Süden führen soll, oder ob sie schon weiter östlich, entlang der Grenze zu Armenien, abzweigen wird. Auch eine Route durch Armenien unter Umgehung Georgiens wäre möglich, wenn sich ein Ende des Karabachkonflikts abzeichnen würde. Auf jeden Fall wäre hierdurch die ursprünglich geplante Anbindung der Ukraine bzw. das GUAM-Projekt eines das Schwarze und das Kaspische Meer verbindenden Transportkorridors in Frage gestellt.¹¹

Gegen die Ceyhan-Route spricht allerdings, daß sie nur nach Lösung des Kurdenkonflikts Aussicht auf Realisierung hat und daß sie mit einer Gesamtlänge von rund 1.700 km und Baukosten von 2,5-3 Mrd. US-\$ recht teuer wird, während die Route Baku-Supsa nur 1,5 Mrd. \$ kosten würde. Die Ceyhan-Pipeline läßt sich aus Sicht der Ölgesellschaften nur rechtfertigen, wenn sie längere Zeit mit voller Kapazität in Betrieb ist. Dafür müßte sie auch von Kasachstan aus versorgt werden können, wofür der Bau von Unterwasserpipelines durch das Kaspische Meer projektiert wird (Routen 6 und 7). Diese aber stößt auf Widerstand Rußlands und des Iran, die auf die mögliche Gefährdung des Wassers verweisen, sicher aber auch ökonomische Gründe für ihre Ablehnung haben: Wenn das kasachische Öl auch in größerem Umfang Richtung Ceyhan transportiert werden soll, werden russische und iranische Pipelinerouten weniger rentabel.

Alle Varianten für Hauptexportpipelines für das aserbaidchanische bzw. kaspische Öl, die auf den europäischen Markt zielen, stehen jedoch unter dem starken Vorbehalt, daß etwa ab 2005 dort ein ausreichender und längerfristiger Bedarf besteht. Wie oben schon ausgeführt wurde, ist ab 2010 zwar mit einer sich öffnenden Schere zwischen weltweiter Erdölförderung und weltweitem Erdölbedarf zu rechnen, aber die regionale Verteilung der Nachfrage wird sich regional sehr unterschiedlich entwickeln. Die Hauptnachfrage wird nicht aus Europa, sondern aus Asien kommen, wo Bevölkerung und Wirtschaft schnell wachsen werden, während in Europa die Einwohnerzahl stagnieren und das Sozialprodukt mäßig zunehmen wird. Es ist deshalb nicht auszuschließen, daß sich die Aufmerksamkeit der Investoren im Erdöl- und Erdgasbereich zunehmend auf die Absatzmöglichkeiten im Osten richten wird, mit entspre-

¹⁰ Diese Pipeline, die schon Ende 1997 betriebsbereit sein sollte, muß zu 90% ersetzt werden und wird erheblich teurer werden als veranschlagt, vgl. vwd GUS-Republiken, 8.6.1998, S. 1.

¹¹ GUAM: Georgien/Ukraine/Aserbaidchan/Moldova; näher dazu Heinz Timmermann, Desintegrationsprozesse in der GUS, in: Aktuelle Analysen des BIOst 20/1998, S. 4.

chenden Auswirkungen auf die Pipelinepläne (Routen 10 und 11).¹² Auch Rentabilitätsberechnungen unterstützten diese Sicht: Das Erdöl aus dem kaspischen Raum ist unter Berücksichtigung der Förder- und Transportkosten (gleichgültig wie die Pipelines und Seetransportrouten verlaufen) gegenüber Öl aus dem Persischen Golf, aus Mittelamerika oder Afrika nicht konkurrenzfähig.¹³ Dies gilt auch für die chinesische Pipeline, nur wird diese nicht unter rein wirtschaftlichen, sondern geopolitisch-strategischen Gesichtspunkten gebaut werden, weil China damit eine Versorgungsrouten erhält, die es (unter Einbeziehung eines zunehmend unter chinesischen Einfluß geratenden Kasachstan) selbst kontrollieren kann. In letzter Konsequenz heißt dies: Ob eine neue, von Baku Richtung Westen verlaufende Hauptexportpipeline überhaupt je gebaut werden wird, ist unter diesem Gesichtspunkt fraglich.

Fazit

Das Problem der kaukasischen Ölpipeline ist deswegen so komplex, weil die Interessen nicht nur der direkt beteiligten zentralasiatischen und transkaukasischen Staaten aufeinander treffen, sondern auch die Interessen der angrenzenden Regionalmächte Türkei, Iran, Rußland und China und der Großmacht USA. Dazu kommen noch die Interessen regionaler Bewegungen und Autonomiebestrebungen von Abchasien bis zum Iran und dem chinesischen Sinkiang. Im schlimmsten Fall könnten die jeder einzelnen Pipelinevariante entgegenstehenden Hindernisse zu einer allgemeinen Entwicklungsblockade im kaukasisch/zentralasiatischen Raum führen. Dies kann verhindert werden, wenn sich die Beteiligten auf kooperative Lösungen einigen, von der aber auch alle profitieren müssen. Hierbei wäre insbesondere die Europäische Union zu einer Vermittlungsinitiative aufgerufen, weil sie von allen Seiten als neutral akzeptiert werden könnte. Auf jeden Fall empfiehlt es sich, die wirtschaftliche Verbindung der südlichen GUS-Staaten mit Westeuropa getrennt von der Frage der Hauptexportpipeline des aserbaidzhanischen Öls zu sehen, weil deren Schicksal ungewiß ist. Einen breiteren Ansatzpunkt bietet das Projekt des euro-asiatischen Transportkorridors (TRASECA), der auf vielfältige Weise eine Infrastruktur für den erleichterten Austausch von Waren, Personen, Informationen und Ideen bewirken wird.¹⁴

Roland Götz

¹² Insbesondere wird China zum Hauptakteur im neuen "Great game" in Zentralasien werden und andere Akteure wie Rußland, die USA, den Iran und die Türkei teilweise einbeziehen, teilweise an die Wand drängen; vgl. Ahmed Rashid, Ein neuer globaler Ölmulti: Chinas strategische Rolle in Zentralasien, in: Internationale Politik, 3/1998, S. 29-36 sowie Roland Götz, Rußland und China in der Region des Kaspischen Meeres: Geopolitische Konkurrenten oder Partner?, in: Blätter für deutsche und internationale Politik, voraussichtlich 8/1998.

¹³ DIW-Wochenbericht 24/1998, op. cit., S. 436.

¹⁴ Das Projekt wird von der EU koordiniert und mit TACIS-Mitteln sowie Geldern des USAID gefördert. Vgl. dazu auch den Beitrag "Die alte Seidenstraße als transeurasischer Transportkorridor" in: GUS-Barometer, 16/1998, S. 3-6.