

TOMMASO BUSINI

## CONSORZI PETROLIFERI, NETWORK DI OLEODOTTI E RAFFINAZIONE IN AZERBAIGIAN

*Introduzione.* – Con milioni di dollari e la cruciale influenza strategica in palio, la lotta per il controllo delle vaste risorse petrolifere in Azerbaijan è una storia di intrigo politico, di feroci battaglie commerciali <sup>(1)</sup>, di rivalità geostrategiche, di sanguinose contese etniche e di traballanti indipendenze nazionali. Accettando le aspettative ottimistiche di un raddoppio della domanda complessiva di combustibile nei prossimi vent'anni, il Caspio, con una disponibilità di 16-32 miliardi di barili di petrolio e un potenziale di 250 miliardi di barili, è considerato una delle regioni chiave per la futura economia mondiale <sup>(2)</sup>. Gli operatori internazionali hanno perfettamente compreso che chi conquista oggi il diritto di prospezione e di transito verso le rotte di esportazione eserciterà, nei decenni a venire, una notevole influenza nella regione.

La dismissione dell'Unione Sovietica, nel 1991, e l'insorgere dei nuovi Stati transcaucasici indipendenti, fra i quali l'Azerbaijan, hanno comportato una intensa competizione politica e commerciale per il controllo e l'*export* petrolifero. La matrice dell'identità nazionale, la mentalità, i mezzi e il fine sono mutati profondamente. Inoltre i nuovi protagonisti del gioco geoeconomico nella regione adottano tecniche differenti di contesa: alcuni perseguono un criterio di competizione a somma zero (alla lunga, acquisizioni e perdite si equivalgono, lasciando inalterate le posizioni antecedenti), altri invece agiscono per un bilanciamento delle forze in gara.

In Azerbaijan, come negli altri Stati della regione, i problemi relativi ai *Leitmotive* di potere, sicurezza e autorità si chiamano conflitti etnici e interregionali, instabilità politica interna, imprenditoria nazionale avventurista e senza scrupoli, deficit commerciale e legale. Al di fuori del paese, che non ha sbocco verso rotte internazionali, ci sono le minacce di vicini avidi e concorrenti, dai quali giocoforza esso dipende per le sue

---

(1) Negli anni Settanta dell'Ottocento, non appena iniziò la produzione petrolifera commerciale nel sud della Russia, si intravidero incredibili opportunità economiche, colte immediatamente dal capitalismo occidentale e dalle ambizioni geostrategiche delle maggiori potenze. Allora i soggetti del Grande Gioco (*Boľšoja Igra*, in russo) erano inglesi e russi, come Kipling descrive nel suo romanzo *Kim*.

(2) Analisti industriali, nelle loro valutazioni sulle riserve petrolifere del Caspio, hanno oscillato da un minimo di 30 miliardi di barili a un massimo di 250 miliardi; cautelativamente, le riserve petrolifere equivarrebbero a quelle della Cina o del Messico.

esportazioni. Tutto ciò lo rende vulnerabile e spesso strumento di volontà non proprie nel gioco di rivalità fra potenze con ambizioni di predominio. La natura irrequieta della recente evoluzione politica e strutturale dell'Azerbaigian e degli altri Stati transcaucasici, nei suoi obiettivi di lungo termine, risente dell'ingerenza altrui e delle difficoltà a coniugare la propria struttura economica con le esigenze degli investitori internazionali.

L'esito, positivo o meno, del progetto di crescita del paese dipende dalla correttezza con cui lo stesso progetto viene impostato. I benefici della prospezione e dello sfruttamento delle abbondanti risorse petrolifere azere sono evidenti; innanzitutto perché il margine fra capacità produttiva e consumo mondiali di petrolio si è fatto più stretto, e poi perché l'accresciuta dipendenza della domanda dai grandi produttori del Golfo Persico induce i consumatori a sottrarsi al vincolo dell'unico fornitore e ad alternare e diversificare gli acquisti. Il greggio dell'Azerbaigian, assieme a quello dell'intera regione caspica, ponendosi come fornitura alternativa, risponde a quest'esigenza.

In chiave geostrategica, il petrolio offre al paese la vera opportunità di indipendenza economica e politica per i prossimi settant'anni; inoltre, grazie al suo immenso deposito sottomarino, valutato in 4-4,5 miliardi di barili di petrolio, può ambire a una crescita economica e commerciale di grande dimensione. In un contesto più ampio, questo stesso petrolio potrà incidere notevolmente sui futuri sviluppi delle relazioni internazionali, che comprendono: *a*) il futuro dei rapporti politici ed economici con la Russia; *b*) gli scambi economici e culturali futuri con la Turchia; *c*) gli accordi necessari di partenariato economico con gli altri paesi rivieraschi del Mar Caspio; *d*) dispute, competizioni, accordi, conflitti possibili tra paesi transcaucasici; *e*) l'eventuale ridefinizione della posizione politico-commerciale dell'Iran nella regione e dei suoi futuri rapporti con l'Occidente, la Russia, gli altri paesi dell'area e, probabilmente, col mondo arabo del Golfo; *f*) le strategie politico-commerciali nuove, dopo la possibile, mutata dipendenza dal petrolio del Golfo Persico; *g*) la presenza consistente di capitali occidentali nello sfruttamento e commercializzazione, per un periodo di 25-30 anni, di petrolio e gas caspici; *h*) una potenziale diffusione di radicalismo islamico e terrorismo nell'area.

In una regione di considerevole posizione geostrategica, ove enormi interessi economici e geopolitici si scontrano, senza esclusione di colpi, alimentando conflitti, contraddizioni e devastanti corruzioni, l'Azerbaigian per via del suo petrolio rischia di trovarsi coinvolto in ulteriori tensioni, in situazioni di pericolo per la sua sicurezza nazionale e di disuguaglianza economico-sociale.

*I consorzi petroliferi.* – La quasi totalità delle attività d'esplorazione e sfruttamento delle riserve di petrolio e gas naturale dell'Azerbaigian è svolta da consorzi di compagnie straniere e la Compagnia azera di stato (SOCAR). Tali compagnie, ottenuta con l'avallo del governo la concessione a indagare il sottosuolo, anche subacqueo, di un'area indicata come disponibile, in cambio di un certo compenso, si uniscono tra loro e con la SOCAR, fondando, previa ratifica del Melli-Mejlis (il parlamento azero) un soggetto giuridico con diritto di sfruttamento economico dell'area assegnata. Dopo la firma apposta alla ratifica dal presidente dell'Azerbaigian, l'ente diventa immediatamente operativo.

Tutti i consorzi sono strutturati allo stesso modo. I termini degli accordi commerciali contengono disposizioni su: *a*) scopo dell'esplorazione, diritti di sfruttamento economico e di sviluppo della superficie contrattuale; *b*) partecipazione ai profitti in relazione alle quote concesse; *c*) diritti e doveri delle parti; *d*) uso per i soci-concessionari di suolo e spazio marittimo necessari allo svolgimento delle attività petrolifere; *e*) distribuzione fra i soci concessionari del recupero dei costi di produzione; *f*) trattamento fiscale sulle

operazioni petrolifere; g) stima sul valore commerciale del prodotto (prezzo del petrolio); h) diritto di importazione ed esportazione delle compagnie concessionarie; i) sconti contributivi e canoni sulle superfici assegnate; l) garanzie governative; m) applicazione delle leggi, stabilità economica, risoluzione delle dispute.

La SOCAR è presente in ogni consorzio e partecipa ai profitti che questo dovesse realizzare. Le compagnie concessionarie devono farsi carico di un minimo di lavoro obbligatorio e di programmi di sviluppo per le aree contrattuali assegnate, nonché provvedere a trovare fondi necessari per esplorare i siti e quantificare, valutare, commercializzare le risorse scoperte. Tali attività devono essere svolte in maniera diligente, sicura ed efficiente, secondo i principi in uso nell'industria petrolifera.

I programmi di sfruttamento economico sono soggetti all'approvazione della SOCAR, e devono includere disposizioni relative: allo spazio, perforazione e allestimento dei pozzi; agli impianti di produzione e ai depositi; al trasporto e alla consegna delle attrezzature necessarie alla produzione, trasporto e stoccaggio del petrolio; a un minimo di investimenti per le infrastrutture. Questi stessi programmi devono includere altresì rimedi al possibile inquinamento ambientale e valutazioni di rischio.

Nei consorzi, le imprese consorziate hanno il diritto di dedurre dal totale degli utili le spese sostenute per la produzione. I costi del capitale (compensi per direzioni e computo degli interessi sui capitali investiti nell'impresa), invece, possono essere recuperati soltanto fino al 50% dell'utile rimasto dopo aver detratto le spese di produzione. Ogni compagnia, o subappaltatore per suo conto, è obbligata a pagare tasse sui ricavi che, per le attività petrolifere in Azerbaijan, sono fissate a un'aliquota del 25%.

Per attività non collegate all'industria del petrolio si applicano le leggi e i regolamenti dello Stato. Ogni compagnia-concessionaria deve inoltre farsi carico degli oneri relativi alla sicurezza sociale dei suoi dipendenti di cittadinanza azera. Tali oneri comprendono contributi per assistenza sociale, pensione, disoccupazione e assistenza sanitaria. Le compagnie consorziate (e le imprese sub-appaltatrici per loro conto) sono completamente esentate dal pagamento dell'IVA per merci, lavori e servizi collegati all'attività petrolifera; esportazioni del loro petrolio e derivati; importazioni di merci e servizi collegati alle suddette attività. Ogni consorzio si incarica di indennizzare la SOCAR con una certa somma di denaro.

La stima del valore del petrolio è necessaria per calcolare la deduzione dei costi di produzione e la distribuzione degli utili. Per determinare il prezzo medio unitario, la stima deve essere caricata dei costi relativi a: a) tariffe pagate per l'uso di oleodotti; b) tasse governative; c) pedaggi per i «transiti»; d) perdite durante i trasporti; e) tasse portuali; f) noleggi di navi cisterna; g) altri costi che solitamente gravano sulle parti, quando si trasferisce il greggio fino a un certo punto di consegna o di vendita («valore al netto delle spese aggiuntive») <sup>(3)</sup>. I consorzi, nello stimare il valore del loro petrolio, tengono inoltre conto del volume di petrolio immesso liberamente nel mercato (senza imposizio-

(3) Il punto di vendita è uno o più luoghi geografici designati per i passaggi del greggio da un venditore a un compratore, senza che vengano curate le condizioni con cui il cosiddetto «crudo» viene consegnato al compratore (se sia o no FOB, CIF o altro). FOB (*free on board*, cioè franco a bordo): il venditore si accolla i rischi e i costi della merce, finché questa non venga sistemata a bordo; le spese doganali sono a carico del venditore. CIF (*cost, insurance, freight*, cioè costo, assicurazione, nolo): è una clausola commerciale in base alla quale il venditore di una merce deve sostenere il costo e il rischio del trasporto e dell'assicurazione fino a una determinata località.

ni o strette relazioni) e dell'eventualità che tale petrolio faccia parte di uno «scambio» con altri consorzi collegati ad aree in concessione <sup>(4)</sup>.

La stabilità economica, richiamata negli accordi contrattuali, indispensabile nella scelta degli investitori chiamati a operare in Azerbaijan, è assicurata ai consorzi dall'impegno dello Stato. Le compagnie concessionarie, infatti, sono protette da qualsiasi cambiamento di regime legale che contravvenisse alla tutela dei diritti e degli interessi contrattualmente sottoscritti. Se tali cambiamenti dovessero comunque verificarsi, ai contratti non si applicheranno eventuali future nuove norme meno favorevoli. Nessun diritto o interesse economico delle compagnie titolari di concessioni potrà essere emendato, modificato o ridotto senza il consenso previo dell'interessato. Per quanto attiene invece alla soluzione di dispute tra e con i concessionari, mentre le controversie sul prezzo del petrolio verranno risolte da un esperto, tutte le altre saranno sottoposte ad arbitrato, per essere giudicate secondo i principi legali del sistema giuridico vigente in Azerbaijan o di quello inglese. I casi non risolvibili da arbitrato sono sottoposti ai principi della legge consuetudinaria della provincia canadese dell'Alberta.

Il governo dell'Azerbaijan concede numerose garanzie alle compagnie facenti parte dei consorzi. Tali garanzie, non soggette a limiti, prevedono: *a)* l'esclusività dei diritti di sfruttamento economico delle risorse presenti nelle aree contrattualmente assegnate; *b)* la protezione da qualsiasi infrazione, commessa dal governo, dei diritti acquisiti e degli interessi economici delle compagnie titolari di concessioni; *c)* il rafforzamento dei termini contrattuali a riguardo; *d)* il diritto dei concessionari di accedere alle basi a terra di rifornimento delle piattaforme, e ai magazzini dei ricambi per le navi, infrastrutture e quant'altro necessario al trasporto del petrolio; *e)* l'accordo tra le parti stipula altresì che privatizzazione, insolvenza, liquidazione, riorganizzazione o qualsiasi altro cambiamento della posizione in affari della SOCAR non libera il governo dai suoi obblighi nei confronti delle compagnie consorziate; *f)* tutti i diritti di immunità non saranno impugnati dal governo dell'Azerbaijan.

L'attuale legislazione azera sulle risorse minerarie del paese mette in risalto soprattutto i termini e le condizioni per svolgere attività petrolifere in Azerbaijan. Essa disciplina le licenze di esplorazione, di sfruttamento e di sviluppo, e la loro validità nel tempo. I diritti di prospezione delle aree assegnate vengono concessi per una durata di dieci anni, quelli di sfruttamento e sviluppo per venticinque; se i diritti sono combinati insieme, la durata delle concessioni si prolunga fino a trenta anni. L'insieme di leggi che attualmente disciplina la materia non è in grado di dirimere tutti i contrasti che insorgono sulle indagini geologiche dei siti e sullo sfruttamento dei giacimenti petroliferi scoperti. Nonostante questa situazione, gli investitori stranieri non hanno frenato i loro interventi nell'industria petrolifera azera. Se infatti le leggi scritte non offrono loro le certezze necessarie, il governo riesce comunque a rassicurarli.

Dalla fine degli anni Sessanta, i pozzi *offshore* azeri del Mar Caspio contribuirono, con punte fino a 258.000 barili giornalieri, al volume di petrolio prodotto da tutto il paese; la maggior parte del greggio proveniva dal giacimento «28 aprile», oggi ribattezzato Gunešli. Messo in attività nel 1981, con 9 piattaforme, il «28 aprile» estrasse in media 120.000 barili di greggio al giorno, fino al crollo dell'URSS. Il pieno sfruttamento dei depositi sottomarini fu comunque limitato dalla bassa tecnologia *offshore* sovietica, che

(4) È la cosiddetta «vendita a portata di mano» (*arms length sale*): è la vendita o scambio di greggio fra un compratore volontario e non affiliato e un venditore sul mercato internazionale del petrolio.

non consentiva di estrarre idrocarburi da più di 125 m sotto il fondo marino <sup>(5)</sup>. Una nuova era per le risorse petrolifere azere cominciò con l'indipendenza dell'Azerbaijan, nel 1991, quando assieme a compagnie occidentali si prese in considerazione la possibilità di sfruttare due nuovi giacimenti localizzati sotto fondali marini di acque, l'Azeri e il Ćirag, e di potenziare la produzione di Gunešli (detti insieme «ACG»: i tre giacimenti sono parte di una stessa megastuttura geologica). Per la verità, alla fine degli anni del regime sovietico c'erano già stati contatti in tal senso tra la compagnia *offshore* Kaspomorneftegas, di Baku, e un gruppetto di compagnie petrolifere straniere; tali contatti rimasero però solo abbozzate ipotesi di collaborazione.

Dopo le firme di lettere d'intenti con tre differenti gruppi di compagnie petrolifere, il governo dell'Azerbaijan, nel 1992, decise di accorpare i progetti di ogni gruppo in un progetto unico, per l'esecuzione del quale, assieme alle maggiori *corporations* petrolifere del mondo, creò uno specifico consorzio internazionale di gestione per l'esplorazione, sfruttamento e commercializzazione del petrolio dei bacini *offshore* ACG, col nome di AIOC (Azerbaijan International Operating Company). La firma del contratto per i diritti di *royalties* fu sottoscritta nel settembre del 1994 tra il governo dell'Azerbaijan e l'AIOC. Quell'accordo, noto come «contratto del secolo», rappresentò una svolta decisiva per l'industria petrolifera azera e per la geoeconomia dell'Azerbaijan. Dopo l'investimento da parte delle 12 compagnie titolari dell'AIOC di 1 miliardo di dollari come prima *tranche* di un investimento totale di 7,5 miliardi, il progetto divenne operativo nell'ottobre del 1997, quando il primo greggio sgorgò dai giacimenti caspici ACG, riportando il petrolio azero sui mercati mondiali.

Sulla scia del «contratto del secolo» ne seguirono altri. Solo nel 2001 l'investimento di capitali stranieri in Azerbaijan fu di 2-2,5 miliardi di dollari, una cifra enorme che si aggiunse ai 3,4 miliardi investiti nei cinque anni precedenti. I contratti di esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi erano realizzati sulla base di *production sharing agreements*, in base ai quali il governo di Baku resta proprietario delle sue riserve senza affrontare i costi di esplorazione, per poi dividere con la compagnia che ha condotto l'esplorazione i proventi della vendita del petrolio. All'inizio del terzo millennio, in Azerbaijan erano attivi 22 contratti *offshore* e *onshore*, con 32 compagnie; di queste, 23 di 14 paesi diversi erano impegnate in impianti *offshore* e 12, appartenenti a 6 paesi stranieri, in impianti *onshore* (la situazione al febbraio 2000 è riportata nelle tabb. 1 e 2). Quattro *joint ventures onshore*, inoltre, saranno convertite in consorzi, due con soci turchi, uno con socio tedesco e uno con *partner* inglese. Questa moltitudine di investitori esteri in Azerbaijan era eccezionale, se comparata agli altri paesi della regione. Le maggiori *corporations* petrolifere del mondo, quali Exxon-Mobil, Shell, BP-Amoco, Total-Fina-Elf e Chevron avevano tutte quote importanti.

*La «faccenda Caspio».* – L'interesse internazionale per l'oro nero dell'Azerbaijan (e di tutta l'area caspica), evidente già dal 1997, divenne argomento centrale di discussione geopolitica dal 2000. Baku, già emblema dello sfacelo del gigante sovietico, con le sue sagome spettrali di piattaforme petrolifere abbandonate, collegate tra loro da tralicci di ferro arrugginito e snodanti per decine di km, come per incanto, tornò a nuova vita.

---

(5) Oggi la tecnologia *offshore* consente di operare a profondità d'acqua molto maggiori (in Adriatico l'AGIP ha raggiunto 859 m) con trivelle capaci di penetrare la crosta terrestre fino a 6 km.

Tab. 1 – *Consorzi petroliferi in Azerbaigian con contratti per giacimenti offshore (febbraio 2000)*

| <i>Denominazione consorzio</i>                                                                                       | <i>Produzione</i>                                                                                                                         | <i>Contratto</i>                                                                                                                                            | <i>Area (*)</i>                         | <i>Proprietà</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| AIOC<br>(Azerbaijan International Operating Company): primo consorzio tra compagnie straniere con quote proprietarie | Petrolio e gas naturale.<br>Riserve per un totale di oltre 4 miliardi di barili                                                           | Firmato il 20.9.1994, ratificato dal parlamento il 2.12.1994 e reso esecutivo il 12.12.1994.<br>Investimento totale pari a 10 miliardi di dollari           | ACG (Azeri-Chirag-Gunceli)              | BP-Amoco (GB): 34,17%<br>Unocal (USA): 10,05%<br>Statoil (Norvegia): 8,56%<br>Itochu (Giappone): 3,99%<br>Lukoil (Russia): 10,0%<br>TPAO (Turchia): 6,75%<br>Exxon-Mobil (USA): 8,0%<br>Delta-Hess (Arabia Saudita-USA): 1,68%<br>Devon (Stati Uniti): 4,81%<br>Ramco (GB): 2,08%<br>SOCAR (Azerbaijan): 10,0% |
| C I P C O<br>(Caspian International Petroleum Company)                                                               | Gas.<br>Riserve stimate per 0,84 milioni di barili. Dopo tre test di esplorazione non furono rinvenute risorse commerciali                | Firmato il 10.11.1995, ratificato il 13.12.1995 e reso esecutivo il 23.2.1996. Sciolto il 23.2.1999.<br>Investimento di 1,5 miliardi di dollari             | K a r a b a k h<br>(Sezione Mar Caspio) | Devon (USA): 30,0%<br>Luk-Agip (Russia-Italia): 50,0%<br>Lukoil (Russia): 7,5%<br>SOCAR (Azerbaijan): 7,5%<br>Agip (Italia): 5,0%.<br>Il governo lo ha accorpato al consorzio NAOC (North Abshehon Operative Company) per riappartarlo                                                                         |
| SHAH DENIZ                                                                                                           | Gas metano e gas metano condensato.<br>Riserve stimate in 1,5 miliardi di barili.<br>Problemi, causa esplosioni, nei test di esplorazione | Firmato il 4.6.1996 (presenti i soci iraniani, assenti quelli USA), ratificato e reso esecutivo il 4 e 17.10.1996.<br>Investimento di 4 miliardi di dollari | Shah Deniz                              | BP-Amoco (GB): 25,5%<br>Statoil (Norvegia): 25,5%<br>Total-Fina-Elf (Francia): 10,0%<br>Luk-Agip (Russia/Italia): 10,0% (*)<br>TPAO (Turchia): 9,0%<br>OIEC (Iran): 10,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 10,0%                                                                                                         |
| NAOC<br>(North Abshehon Operative Company)                                                                           | Gas naturale.<br>Riserve per 1,1 miliardi di barili. Abbandonato per insufficiente quantità commerciale                                   | Firmato il 14.12.1996, ratificato il 27.2.1997, sciolto nell'aprile del 1999.<br>Investimento pari a 2 miliardi di dollari                                  | North Abshehon                          | BP-Amoco (GB): 30,0%<br>Unocal (USA): 25,5%<br>Delta-Hess (Arabia Saudita-USA): 4,5%<br>Itochu (Giappone): 20,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 20,0%                                                                                                                                                                  |

|                                           |                                                                                                                      |                                                                                                                                                         |                                                 |                                                                                                                                 |
|-------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| LANKORAN-TALISH DENIZ                     | Petrolio. Riserve stimate in 0,73-0,8 miliardi di barili. Ispezione completata nel 1997; prima perforazione nel 2000 | Firmato il 13.1.1997, ratificato il 30.6.1997, esecutivo nel luglio 1997. Investimento pari a 1,5 miliardi di dollari                                   | Lankoran-Talish Deniz                           | Total-Fina-Elf (Francia): 55,0%<br>Wintershall (Germania): 10,0%<br>OIEC (Iran): 10,0%<br>SOCAR (Azerbaigian): 25,0%            |
| OGUZ (OOC-Oguz Operating Company)         | Petrolio. Riserve stimate in 0,55 miliardi di barili                                                                 | Firmato l'1.8.1997 <sup>(*)</sup> , ratificato il 7.11.1997, esecutivo nel dicembre 1997. Investimento di 2 miliardi di dollari                         | Oguz                                            | Exxon-Mobil (USA): 50,0%<br>SOCAR (Azerbaigian): 50,0%                                                                          |
| ABSHERON                                  | Petrolio (eventuale anche gas). Riserve per 0,85 miliardi di barili                                                  | Firmato l'1.8.1997 <sup>(*)</sup> , ratificato l'11.11.1997, esecutivo il 5.12.1997. Investimenti di 3,5 miliardi di dollari                            | Absheron, ex impianto Zeinalabdin Tagiyev       | Chevron (USA): 30,0%<br>Total-Fina-Elf (Francia): 20,0%<br>SOCAR (Azerbaigian): 50,0%                                           |
| EAOC (Exxon Azerbaijan Operating Company) | Petrolio (e gas eventuale). 0,75 miliardi di barili stimati                                                          | Firmato l'1.8.1997 <sup>(*)</sup> ratificato il 14.11.1997, esecutivo il 5.12.1997. Investimento di 2 miliardi di dollari                               | Nakhchivan: impianto D-3 (sezione Mar Caspio)   | Exxon-Mobil (Stati Uniti): 50,0%<br>SOCAR (Azerbaigian): 50,0%                                                                  |
| YALAMA                                    | Petrolio. Riserve stimate in 0,36 miliardi di barili. Eseguiti rilevamenti sismici 2-D e 3-D                         | Firmato con la Lukoil (Russia) il 3.7.1997 (e poi con la Luk-Arco nel febbraio 1998), ratificato il 3.11.1997. Investimenti per 1,5 miliardi di dollari | Yalama: impianto D-222, vicino al confine russo | Luk-Arco (Russia): 60,0% (Lukoil 32,4% e Arco 27,6%)<br>SOCAR (Azerbaigian): 40,0% <sup>(*)</sup>                               |
| KYURDASHI, ARAZ-DENIZ, KIRKAN-DENIZ       | Petrolio. Riserve stimate in 1,3 miliardi di barili. Tre test di perforazione tra il 2000 e il 2001                  | Firmato a Baku l'1.6.1998, ratificato nel luglio 1998. Investimenti per 2,5 miliardi di dollari                                                         | Kyurdashi, Araz-Deniz, Kirkan-Deniz             | Agip (Italia): 25,0%<br>Mitsui (Giappone): 15,0%<br>TPAO (Turchia): 5,0%<br>Repsol (Spagna): 5,0%<br>SOCAR (Azerbaigian): 50,0% |

Seguito tab. I – *Consorti petroliferi in Azerbaijan con contratti per giacimenti offshore (febbraio 2000)*

| <i>Denominazione consorzio</i>                      | <i>Produzione</i>                                                                                      | <i>Contratto</i>                                                                                                                                          | <i>Area (*)</i>                                    | <i>Proprietà</i>                                                                                                                                                                                                          |
|-----------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| INAM                                                | Petrolio.<br>Riserve per 2,2 miliardi di barili                                                        | Firmato il 21.7. 1998 (*), ratificato nel dicembre 1998.<br>Investimenti per 3 miliardi di dollari                                                        | Inam                                               | BP-Amoco (GB): 25,0%<br>Shell (Olanda): 25,0%<br>[acquisito dopo l'acquisto delle quote Lasmo (12,5%) e Central Fuel Company (12,5%) possedute dalla Eurosov]<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0%                                |
| ALOV-ABIH                                           | Petrolio.<br>Riserve stimate in 4 miliardi di barili. Compilate le indagini e le prove di perforazione | Firmato il 21.7. 1998 (d), ratificato nel dicembre 1998.<br>Investimenti per 9 miliardi di dollari                                                        | Impianti D-13, D-15, D-19 – area Sharg, Alov, Araz | BP-Amoco (GB): 15,0%<br>Statoil (Norvegia): 15,0%<br>TPAO (Turchia): 10,0%<br>AEC (Canada): 5,0%<br>Exxon-Mobil (USA): 15,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 40,0%                                                                 |
| JAOC<br>(Japan Azerbaijan Oil Company)              | Petrolio.<br>Riserve stimate in 0,75 miliardi di barili                                                | Firmato a Baku il 25.12.1998 – è il primo con <i>partners</i> solo giapponesi; ratificato nel giugno del 1999.<br>Investimenti di due miliardi di dollari | Yanam-Tava, Ateshgakh, Mughan-Deniz                | Japex (Giappone): 22,5%<br>Inpex (Giappone): 12,5%<br>Teikoku (Giappone): 7,5%<br>Itochu (Giappone): 7,5%<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0%<br>Dopo la ratifica, la Jnoc (Giappone) acquisì buona parte delle quote giapponesi |
| S A V A L A N,<br>DALGA, LE-<br>RIK-DENIZ,<br>JANUB | Petrolio                                                                                               | Firmato il 27.4. 1999 (*)                                                                                                                                 | Impianti D-43, D-44, D-73                          | Exxon-Mobil (USA): 30,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0%<br>da assegnare: 20,0%                                                                                                                                              |
| ZAFARI/ MA-<br>SHAL                                 | Petrolio                                                                                               | Firmato il 27.4. 1999 (*)                                                                                                                                 | Impianti D-9 e D-38                                | Exxon-Mobil (USA): 30,0%<br>Conoco (USA): 20,0%<br>[acquistato nel febbraio 2000]<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0%                                                                                                            |

|                      |          |                        |                      |                                                                                                        |
|----------------------|----------|------------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| KURSANGI-KARABAKHILI | Petrolio | Firmato il 15.12. 1998 | Kursangi-Karabakhili | Frontera Resources (USA): 30,0%<br>Delta-Hess (Arabia Saudita-USA): 20,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0% |
|----------------------|----------|------------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|

(\*) Le denominazioni indicate sono quelle «internazionali», cioè secondo la traslitterazione inglese.

(a) Il Mar Caspio rappresenta, per l'ENI, una nuova frontiera energetica, anche se i contatti con l'Iran, la GAZPROM e la provincia russa di Astrahan possono essere scelte rischiose per la possibile frizione con gli interessi imperialistici americani nell'area.

(b) Durante la visita del presidente Alijev a Washington.

(c) Con la fusione nella BP-Amoco, l'Arco perde il 9,99% di quote. La Lukoil, nel 2001, era alla ricerca di un nuovo socio per il suo 60,0%.

(d) Durante la visita del presidente Alijev in Gran Bretagna.

(e) Durante la visita del presidente Alijev negli Stati Uniti, per presenziare al summit NATO.

Tab. 2 – *Consorzi petroliferi in Azerbaijan con contratti per giacimenti onshore (febbraio 2000)*

| <i>Denominazione consorzio</i> | <i>Produzione</i>       | <i>Contratto</i>                                                | <i>Area (*)</i>              | <i>Proprietà</i>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------------|------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| WEST ABSHERON                  | Petrolio                | Firmato nell'agosto 1994, non ratificato                        | West Abshe-ron               | La BNB (USA), non essendo stata in grado di onorare il contratto, riconsegnò alla SOCAR l'area assegnata. Associata alla UTP, nel febbraio 1998, dopo che la UTP fu acquistata dalla Arco nel maggio 1998, il contratto passò alla Arco che, dopo essersi fusa con la BP-Amoco, abbandonò il progetto. Al momento la proprietà è al 100% della SOCAR |
| MURADKHALI/ ZAFARLI /ZARDAP    | Petrolio                | Firmato nel luglio 1998, ratificato nel novembre 1998           | Muradkhanli/ Zafarli /Zardap | Ramco (GB): 50,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 50,0%                                                                                                                                                                                                                                                                                                       |
| SOUTHWEST GOBUSTAN             | Petrolio e gas naturale | Firmato nel giugno 1998, ratificato nel novembre 1998           | South west Gobustan          | Commonwealth Oil and Gas (Canada): 80,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 20,0%                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| PADAR-KHARAMI                  | Petrolio                | Firmato nell'aprile 1999, durante la visita di Alijev negli USA | Padar-Kharami                | Moncrief Oil (USA): 64,0%<br>ISR (Azerbaijan): 16,0%<br>SOCAR (Azerbaijan): 20,0%                                                                                                                                                                                                                                                                    |

Uno sfrenato attivismo da «nuova frontiera» pervase la città; un intreccio di manovre regionali e internazionali, di alleanze e controalleanze tra le multinazionali del petrolio, di progetti e proposte più o meno futuribili, tutti comunque miranti a guadagnare l'accesso o l'influenza su quella che è considerata la terza area di petrolio e gas naturale più ricca del mondo, dopo Golfo Persico e Siberia, sollevarono il sospetto che il petrolio scoperto andasse oltre la convenienza di un normale affare. La «faccenda Caspio» esplose nel 1997 con la pubblicazione di un rapporto del Dipartimento di Stato americano (*Caspian Region Energy Development Report*, aprile 1997), in cui si considerava l'ammontare delle possibili riserve a 178 miliardi di barili di petrolio. Fu poi il vicesegretario di Stato americano Talbot a giocare al rialzo, approssimando per eccesso a 200 miliardi di barili, mentre il record dell'esagerazione previsionale fu il rapporto del 2000 di Thomas Ahlbrandt, che raddoppiò tutte le stime precedenti, contribuendo alla creazione del mito del Mar Caspio. Tuttavia, il dato di 200 miliardi di barili fu subito ridimensionato: già nel 1997 il rapporto Ruseckas al Congresso USA parla di un «possibile massimo» di 145 miliardi di barili, mentre il valore massimo ragionevole era di circa 70 miliardi di barili. Dopo aver, per tre anni, paragonato l'Azerbaigian al Kuwait, i *media* occidentali cominciarono a pubblicare inchieste più scettiche: dall'entusiasmo si passò a una visione più realistica del potenziale, visto che dal 2000 a oggi, con l'oleodotto Baku-Tbilisi-Ceyhan in cantiere, e un'instabilità in Cecenia che rende impossibile l'utilizzo dell'oleodotto del Nord, la sola strada sicura è l'oleodotto Baku-Supsa, aperto nell'aprile 1999 e con una capacità di 100.000 barili al giorno. Era comunque chiaro invece che l'ubicazione, le norme e la spropositata quantità delle riserve disponibili avrebbero catalizzato le dinamiche geopolitiche di Stati e multinazionali, consapevoli del fatto che chi, nei successivi 50 anni, avesse controllato la commercializzazione delle produzioni di idrocarburi caucasici, sarebbe diventato la vera superpotenza mondiale.

Per quanto le stime minime parlino di valori tra i 30 e i 50 miliardi di barili, se si considerano gli immensi costi e la difficoltà di trasporto dal Caucaso, oltre alle difficoltà tecniche d'estrazione del petrolio localizzato a grande profondità <sup>(6)</sup>, la speranza azera non può prescindere dalle moderne tecnologie straniere. Così, garantendo gli investimenti con la tutela della ratifica del parlamento, con i contratti che diventano legge, l'ottimismo della classe dirigente azera non può che puntare sulla scommessa di trasformare il plusvalore del petrolio nella diversificazione economica – turismo, informatica, servizi e agricoltura. Sta di fatto che la produzione giornaliera azera nel 2002 è stata di circa 318 mila barili al giorno e previsioni ottimistiche <sup>(7)</sup> parlano di raddoppio della produzione entro il 2010, anche se l'incremento dipende dalla futura efficienza dei nuovi

(6) Il petrolio caspico è più caro di quello iracheno e saudita, visto che questi sono a poca profondità e non lontano dai terminali di esportazione. Ricordiamo che il costo del petrolio lievita di 3-4 dollari al barile a causa del trasporto.

(7) Anche se la regione non diventerà un nuovo Golfo Persico, il petrolio rimarrà il motore dell'economia e il principale fornitore di dollari delle finanze nazionali, tanto che nel 2004 gli investimenti petroliferi hanno toccato il 36% del PIL nazionale. Anche se nel 2004 la produzione è calata più del 40% rispetto agli anni precedenti, essa dovrebbe risalire nel 2005, grazie alla fase finale di messa a punto del BTC. Tofik Zulfugaros, ministro degli Esteri ricorda a ragione la firma di investimenti per 60 miliardi di dollari, di cui 3 già arrivati in cassa, e la crescente importanza azera non solo nel ramo petrolifero, ma anche in quello del gas, cosa che ha indubbiamente comportato un'accresciuta influenza nelle relazioni bilaterali con la Russia (essa però ha dovuto incassare un secco no all'estensione dell'accordo bilaterale sul trasporto di petrolio lungo il Baku-Novorossijsk), che resta comunque il più importante *partner* commerciale degli azeri. Ricordiamo inoltre che il PIL nel 2003 ha registrato un incremen-

oleodotti, delle infrastrutture di trasporto, dalle strategie dell'*export* kazaco e turcomeno e dal prezzo del petrolio e dell'esplorazione.

Possedere petrolio senza commercializzarlo però è come avere tra le mani una ricchezza senza possibilità di godimento. Il destino economico e politico dell'Azerbaijan era inevitabilmente legato alla soluzione del transito del suo petrolio verso «punti di consegna agevoli». Per arrivare ai terminali petroliferi, il petrolio azero doveva attraversare paesi che, naturalmente, non rinunciavano ai loro «diritti di passaggio» – quasi sempre molto costosi, più delle tariffe normali, diventando spesso «taglieggiamento» e coercizione politica e mettendo a repentaglio la stessa sovranità dello Stato. Il trasferimento del greggio era comunque ineludibile e, date le quantità, poteva essere soddisfatto soltanto attraverso gli oleodotti (8).

*La rete caspica degli oleodotti.* – Il sistema di oleodotti per il trasporto del greggio fu sviluppato principalmente nell'URSS, come sistema unificato e tecnologicamente integrato per soddisfare le necessità soprattutto della Repubblica Russa.

La costruzione dell'oleodotto che avrebbe dovuto collegare Baku al terminale russo di Novorossijsk cominciò nel 1960, con il tratto Tihoretsk-Malgobek, vicino Grozny. Questo tratto divenne operativo nel 1969, e rimase in esercizio fino al 1974, quando fu convertito e deviato per servire la raffineria di Grozny. Nel 1981, fu costruito un altro tratto di 681 km di oleodotto, per collegare Grozny con Baku, allo scopo di trasferire il greggio della Siberia occidentale e del Daghestan (giacimenti di Šemhal-Bulak e Mahačkala e Izberbaš) alle raffinerie dell'Azerbaijan. L'anno prima, il Ministero dell'Energia e del Petrolio dell'URSS aveva colto nuove opportunità di sviluppo per il settore petrolifero, tra le quali i bacini del Caspio. Nel 1984, un reticolo di oleodotti, con condotte da 40 pollici (100,8 cm) di diametro, e per una lunghezza di 800 km, furono posati a nord del Mar Caspio per trasportare greggio dal Kazakistan a Grozny (9). A questo punto all'Azerbaijan, a parte Bat'umi, con le *pipelines* del nord impegnate a trasportare greggio altrui, veniva preclusa la possibilità di servirsi dell'unico strumento capace di consentire al suo petrolio di immettersi in modo significativo nel mercato internazionale.

La più importante priorità per i nuovi Stati caucasici indipendenti fu indirizzare le risorse energetiche nazionali all'uso interno e incrementare lo sfruttamento delle proprie

---

to dell'11,2% (e del 9,9% nei primi nove mesi del 2004), l'inflazione è bassa (ha anche subito un calo dello 0,2%) e l'offerta di moneta è aumentata, tanto che il FMI ha concesso al paese la terza tranche dei 100 milioni di dollari di aiuti stanziati per la crescita, anche in previsione dei primi proventi legati al BTC, considerando con ottimismo i recenti progressi in atto. Tutti i capitali che, nel 2004, il governo ha investito, hanno fruttato un ritorno economico pari al 60% dei fondi investiti, mentre nel 2003 si era arrivati addirittura al 70%.

(8) Mettere direttamente gli idrocarburi in condotta non richiede accorgimenti così impegnativi, come per il trasporto con navi cisterna, che rendono i costi di esercizio molto più alti.

(9) Parte di questo oleodotto è attualmente incorporato al sistema CPC (Consorzio Oleodotti del Caspio), sistema che divenne esecutivo nel dicembre 1996 e che ripristinò la linea Tengiz-Komsomolskij, fondamentale per l'esportazione del petrolio kazaco. Da questo centro dell'Astrahan vennero alla luce due segmenti, da Komsomolskij a Kropotkin e da qui a Tihoretsk, utili per potersi poi allacciare al segmento di 250 km già esistente che arriva fino a Novorossijsk, porto russo sul Mar Nero. È forse il sistema che, anche grazie ai 395 milioni di dollari stanziati per la protezione ecologica, gode delle infrastrutture migliori in termini ambientali. Costò 2,3 miliardi di dollari.

riserve di petrolio e/o gas naturale. Scoperto l'enorme potenziale energetico della regione, gli Stati caspici, Azerbaigian in testa, furono in grado di attirare su di sé l'interesse e i capitali dell'industria petrolifera internazionale.

La questione divenne seria e preoccupante quando si dovettero offrire garanzie per il transito e per le infrastrutture necessarie al trasferimento del petrolio verso l'esportazione. Nel 1991, il solo oleodotto «internazionale» verso mercati non sovietici del petrolio di tutta l'area caspica era il segmento dell'oleodotto Atyrau-Samara. Infatti, da Samara era possibile accedere ai *terminals* per i paesi stranieri interconnettendosi con la rete di oleodotti della Transneft (Compagnia della Federazione Russa subentrata alla sovietica Glavtransneft) <sup>(10)</sup>. Per quanto la capacità di questa linea fosse di 10 milioni di t/anno, buona parte del suo percorso era soggetta a «scambio», per cui, nel 1991, l'esportazione del petrolio caspico verso mercati dalla «valuta forte», fu limitata a soli 1,5 milioni di t/anno.

L'esplosione produttiva del «contratto del secolo» e la grande quantità di greggio da piazzare nel mercato internazionale richiedevano il sostegno di un progetto che prevedesse, tra le altre cose, opere quali il riammodernamento della piattaforma Ćirag 1, la costruzione di un nuovo *offshore* a Sangačaly, la costruzione e posa in opera di 230 km di oleodotto sottomarino, la realizzazione di un oleodotto in direzione nord e di un altro in direzione ovest. Attraverso tali opere, l'AIOC voleva assicurarsi la certezza di riuscire a spedire all'estero la quantità stabilita di idrocarburi.

La linea nord, che per buona parte attraversa la Federazione Russa, avrebbe compreso lavori di riconversione e risistemazione dell'oleodotto Baku-Tihoretsk. Per il suo tramite, il greggio azero avrebbe proseguito fino a raggiungere i terminali russi di Novorossijsk: 100.000 barili al giorno, con possibile ascesa a 180.000-300.000, lungo i suoi 1.389 km (di cui 153 in Cecenia), richiamando investimenti per almeno 600 milioni di dollari. Questa via, attualmente il principale oleodotto di esportazione azero, è però anche la meno sicura, a causa della mafia cecena insediata a Grozny; i russi, fermi nel non voler perdere il vantaggio che da questa via deriva loro, hanno cercato di supplire con una soluzione, proposta nel settembre 1997: l'idea, che la SOCAR rifiutò a causa della presenza di un'altra guerriglia, quella del Daghestan, era evitare totalmente la Cecenia, con una nuova condotta che attraversasse il confine azero con il Daghestan, fino a poi dirigersi verso la regione di Stavropol', e da qui verso l'Adigezia Settentrionale, per poi connettersi a Novorossijsk <sup>(11)</sup>.

Il piano originario della linea ovest invece, passando per la Georgia, prevedeva la riutilizzazione di tratti dell'oleodotto Baku-Batumi già esistente e la costruzione di nuovi segmenti e derivazioni, necessari alla connessione con i terminali internazionali del porto georgiano di Supsa, nel Mar Nero meridionale. Questa linea, lunga 930 km, non diede problemi, visto che il piano fu completato il 17 aprile 1999, e iniziò a esportare greggio già dal 1999. I 590 milioni di dollari investiti garantirono un minimo di 5,3 milioni di tonnellate l'anno, nella speranza che presto si arrivasse oltre i 16 milioni di tonnellate annue (300.000 barili al giorno).

Come detto in precedenza, l'oleodotto Baku-Tihoretsk, benché unidirezionale, era operativo già dal 1981. Dopo accordo tra Azerbaigian e Federazione Russa, nel 1997, la linea nord fu riconvertita e potenziata, finché il 25 ottobre dello stesso anno non diven-

(10) La Transneft è proprietaria unica di tutti gli oleodotti della regione.

(11) Avrebbe trasportato 600.000 barili al giorno, sarebbe in tutto stata lunga 1.389 km e avrebbe chiesto un miliardo e mezzo di dollari d'investimento per la Baku-Terskoje, bypassando la Cecenia.

ne operativa, consentendo al petrolio azero di arrivare finalmente a Novorossijsk <sup>(12)</sup>. Questa stessa linea accusò un certo numero di interruzioni, alcune di natura tecnica, la maggior parte però a causa di lesioni sull'oleodotto (squarci dovuti ad attentati, fori per spillare petrolio di contrabbando), riscontrati in territorio ceceno. Il servizio della linea nord rimase sospeso fino alla fine del 1999. Nel gennaio 2000, la compagnia russa Transneft diede mano alla costruzione di un nuovo segmento di oleodotto, col compito di trasferire il «greggio di Baku» direttamente a Novorossijsk. Il nuovo tratto, lungo 311 km, collega Sulak con Trudovoja. Completato nell'aprile, e messo in servizio nell'estate del 2000, l'oleodotto attualmente ha una capacità di trasferimento di 6 milioni di t all'anno. Nello stesso periodo inoltre, la Transneft iniziò la costruzione di un tratto di 18 km di oleodotto che, partendo dal porto di Mahačkala, congiungeva i suoi terminali all'oleodotto di Tihoretsk. Esso, con una capacità di 5 milioni di t annue, fu adibito prevalentemente al trasporto del petrolio kazaco e del Caspio meridionale <sup>(13)</sup>.

Il secondo itinerario internazionale per l'*early oil* <sup>(14)</sup> dell'AIOC, come già detto, segue la direzione ovest, partendo dal terminale di Sangačaly, vicino Baku, e finisce al porto di Supsa, sulla costa georgiana del Mar Nero <sup>(15)</sup>. Fu nell'aprile del 1999 che il primo greggio venne trasferito con questa linea. Utilizzato soprattutto dal consorzio AIOC per il greggio dei giacimenti *offshore* ACG, l'oleodotto, approssimativamente, ha una lunghezza di 850 km. Lo stesso consorzio internazionale AIOC, per la costruzione di questa linea, aveva sperato di trarre vantaggio dalle infrastrutture esistenti. Date le precarie condizioni riscontrate nel vecchio oleodotto, fu necessario costruire una linea nuova, ridisegnandola sul vecchio tracciato, attrezzando meglio i porti e aumentandone nel contempo la capacità di pompaggio, senza effettuare troppi allacciamenti. Il potenziamento delle infrastrutture di questa linea richiedeva costi elevati a causa di considerazioni di protezione ambientale e per il potenziamento dei *terminals*. È previsto che l'oleodotto per Supsa venga potenziato fino a una capacità di 10 milioni di t/anno (200.000 barili al giorno).

Oltre a oleodotti internazionali propri, l'Azerbaijan accolse il transito di petrolio straniero, soprattutto daghestano e kazaco. Infatti, interrottosi l'oleodotto nord in terra cecena, il Kazakistan e il Daghestan per trasferire il loro petrolio ai moli internazionali furono costretti a servirsi di un sistema misto di trasporto (mare-ferrovia-oleodotto). Tale sistema fu messo in atto prevalentemente dalla Chevron, nel 1997, quando – bloccata all'esportazione la via del Nord – si trovò di fronte il dilemma se interrompere la produzione dei giacimenti di Tengiz (nel Kazakistan) o arrangiarsi con un sistema alternativo. La grande *corporation* americana optò per la seconda soluzione e, previo accordo con Georgia e Azerbaijan, realizzò un sistema integrato ferrovia-*pipeline*, tramite la connessione, alla rete di oleodotti esistenti, del tratto Dubendi-Bat'umi, costruito appositamente <sup>(16)</sup>.

Attualmente, l'espansione della capacità di trasporto nella regione caspica non è collegata solo alla presenza fisica di capaci oleodotti, ma anche alla raggiunta disponibilità

(12) Le prime 80.000 tonnellate di petrolio AIOC furono imbarcate a Novorossijsk su petroliera il 24 marzo 1998.

(13) La tariffa richiesta dalla Transneft per raggiungere il terminale di Novorossijsk era di 8 dollari la tonnellata.

(14) Era così chiamato il petrolio prodotto dai giacimenti AIOC di Azeri, Čirag e Gunešli.

(15) Al terminale di Supsa le petroliere imbarcano il greggio una alla volta, con un sistema di ormeggio singolo.

(16) Tale sistema di trasporto assicurò al Kazakistan il trasferimento di 3,5 milioni di t di greggio.

commerciale delle compagnie proprietarie di tali oleodotti (soprattutto della Transneft) a concedere a terzi il diritto di transito nelle proprie *pipelines*. Formatosi un consorzio fra i produttori regionali di petrolio, il Consorzio Oleodotti del Caspio, si garantì il diritto per i soci di partecipare paritariamente alla fruizione dell'intero reticolo di oleodotti della regione <sup>(17)</sup>. Finalmente si riuscì ad assicurare a ogni paese-socio sicurezza di vendita e continuità produttiva in campo petrolifero. Una volta attivata l'intera rete di oleodotti della regione, la sua notevole capacità di trasporto avrebbe soddisfatto le esigenze dei vari produttori di petrolio dell'area. Inoltre, per quanto la Federazione Russa avesse l'abitudine di caricare con pedaggi troppo esosi la produzione per l'estero degli Stati caspici, essi avrebbero comunque incrementato anno per anno la loro quota di utilizzo del *network*. Perciò la Transneft stabilì di potenziare la rete portandola al limite di 16 milioni di t/anno di capacità <sup>(18)</sup>. In quest'ultimo decennio, grazie a questo reticolo di condotte, nella regione la capacità di trasferimento di petrolio da meno di 1 milione di t/anno iniziale ha raggiunto il milione di barili al giorno di greggio, e si conta di raddoppiare tale capacità.

Con una struttura così solida e agibile in tutta l'area caspica, l'Azerbaigian, favorito dalla sua posizione geografica e dall'abbondanza delle sue riserve, risulta il meglio attrezzato tra i paesi caucasici esportatori di petrolio.

L'immensa disponibilità di idrocarburi induceva l'Azerbaigian ad aumentare il numero delle vie all'esportazione del suo petrolio. Nel *summit* OCSE di Istanbul del 18 novembre 1999, Turchia, Georgia e Azerbaigian congiuntamente avevano esplicitato il loro assenso alla costruzione di un nuovo, grande oleodotto internazionale, la «Main Pipeline» Baku-Ceyhan. Questa «alternativa turca» aveva il vantaggio di rappresentare un collegamento diretto con il Mediterraneo, offrendo un porto già attrezzato per le super-petroliere. Quando poi si capì che l'oleodotto Baku-Supsa doveva comunque essere ricostruito <sup>(19)</sup>, si propose la variante che conducesse il petrolio da Tbilisi fino a Erzurum, e da qui fino a Ceyhan. A causa di questi vantaggi connessi al progetto, la Banca Mondiale ratificò un credito di 5 milioni di dollari, destinato alle finanze turche, per gli studi di fattibilità dei possibili percorsi di quest'oleodotto. L'idea piacque subito ai governi interessati al passaggio. La Turchia, attratta dalle ricche *royalties* petrolifere e dal futuro sviluppo della depressa area di Ceyhan, calcolò subito i proventi derivanti da tale affare, che le avrebbe assicurato 150 milioni di dollari l'anno in tasse di trasporto, oltre al consumo di ben 15 milioni di tonnellate l'anno di petrolio caspico. La Georgia, invece, grazie all'oleodotto avrebbe potuto costruire infrastrutture a spese di Ankara e dell'AIOC, guadagnato 8 milioni di dollari annui e visto crescere la sua forza contrattuale nei rapporti internazionali.

(17) Nel 1995, le società kazache produttrici di petrolio e la Federazione Russa, soci azionisti del CPC, stipularono un accordo attraverso il quale ognuno avrebbe usufruito del diritto di trasporto dello stesso volume di petrolio diretto all'esportazione dell'anno precedente.

(18) Con una rete siffatta, gli spedizionieri di idrocarburi potevano accedere a 14 paesi stranieri e a 7 terminali marittimi ed essere in grado di effettuare, in tempo relativamente breve, consegne fino a 2 milioni di barili al giorno.

(19) Cadde così la prima idea auspicata per l'oleodotto. Si voleva infatti, per ridurre i costi di costruzione, collegare Supsa, via petroliere, con Samsun. Da questo porto turco sul Mar Nero, si sarebbe usato un nuovo oleodotto, tutto da costruire, fino a Kirikkale, nella Turchia centrale, che avrebbe permesso al petrolio di poter defluire verso Ceyhan usando il già esistente oleodotto Kirikkale-Ceyhan. Quando si capì che comunque il Baku-Supsa doveva essere rifatto, cadde la motivazione primaria che dava fattibilità a quest'alternativa.



Fig. 1 – La rete degli oleodotti dell'area caspica

Nella loro dichiarazione, i *leaders* dei tre paesi annunciarono altresì la data di inizio lavori (il 2001) e quella del suo completamento (nel 2004) <sup>(20)</sup>. Subito dopo, le compagnie dell'AIOC istituirono una commissione *ad hoc* per seguire l'andamento dell'opera e promuovere un piano finanziario di sostegno a progetto e dettagli tecnici collaterali.

Quest'oleodotto, partendo da Sangačaly, 40 km a sud di Baku, avrà la lunghezza di 1.763 km, attraverserà l'Azerbaijan, la Georgia e la Turchia <sup>(21)</sup>, convoglierà 50 milioni di tonnellate di greggio in 40 anni e terminerà nel porto turco di Ceyhan, del Mediterraneo; la capacità proposta è di 900.000 barili di greggio al giorno. La linea, di enorme importanza politica, economica e strategica, taglia fuori la Russia e aggira l'Iran <sup>(22)</sup>. Essa richiedeva 6.000 miliardi di lire per il finanziamento, prevedeva un impegno contrattuale

(20) La previsione invece per la sua operatività era datata marzo 2005.

(21) Si estenderà per 1.070 km in Turchia, 468 in Azerbaijan e 225 in Georgia.

(22) Ciò è perfettamente coerente con la volontà statunitense di ostracizzare il regime degli ayatollah, di tenere al laccio la Russia ed escluderla da un diretto coinvolgimento, al fine di poterle dettare condizioni, incontrando anche l'assenso dei nuovi Stati caucasici. L'opzione Baku-Ceyhan alleggerisce inoltre gli USA dai condizionamenti del cartello OPEC, togliendo il ruolo di ago della bilancia alla sempre più inaffidabile Arabia Saudita e rappresentando un'alternativa-rifugio alle evoluzioni ancora incerte della guerra irachena. Inoltre, risponde alla volontà di una Turchia attore regionale e all'esigenza americana di un saldo accesso e di una sicurezza energetica nel lungo periodo.

di 7,4 miliardi di dollari con scadenza nel 2024 e un costo di trasporto di 3,20 dollari per barile. La BP, che detiene la quota di maggioranza relativa dell'Azerbaijan International Oil Consortium, riesce così a ben convogliare nella *pipeline* tutto il petrolio dei campi *off-shore* Azeri-Çirag-Güneşli, prevalentemente nelle sue mani <sup>(23)</sup>, evitando le insidie della linea alternativa Baku-Supsa, che passa nell'inquieta regione georgiana secessionista dell'Abkhazia, e della linea Baku-Novorossiisk, che rimane sempre soggetta agli attentati ceceni <sup>(24)</sup>. La storica inaugurazione dell'oleodotto, seconda via della seta dei tempi moderni, ha visto presente alla cerimonia il ministro statunitense dell'energia Spencer Adam, che ha definito il BTC come un «sicuro collegamento petrolifero con l'Occidente che diversifica le rotte energetiche e aumenterà la sicurezza».

Così il fulcro strategico del trasporto di petrolio azero viene strutturato nell'oleodotto AGT (Azerbaijan, Georgia e Turchia), articolato nel BTC e nel SCP, il gasdotto del Caspio meridionale che dovrebbe trasportare il gas da Baku a Erzurum, in Turchia, a completamento di un imponente sistema petrolifero che assicurerebbe un flusso di petrolio del valore di 21 milioni di dollari al giorno e di circa 8 miliardi di dollari all'anno. Stando ai piani inglesi e statunitensi, all'oleodotto AGT andrebbe aggiunta la realizzazione, bloccata al momento da difficoltà politiche ed economiche, di un altro superbo progetto, il Trans Caspian Project, un gasdotto sottomarino che dovrebbe portare a Baku il gas usbeco, kazaco e turcomeno e da qui poi in Turchia.

Riguardo al progetto dell'oleodotto BTC, furono tenuti in considerazione alcuni importanti fattori: *a*) i trattati internazionali e gli accordi intergovernativi <sup>(25)</sup>; *b*) un mercato turco di energia in rapida ascesa; *c*) un percorso via terra che escludesse gli stretti del Bosforo e dei Dardanelli; *d*) un'offerta di infrastrutture portuali adeguate e un porto in un mare meno trafficato del Mar Nero; *e*) l'offerta turca della sua disponibilità a farsi carico dei costi relativi al tratto di sua pertinenza.

Per essere sicuri del successo, come già accaduto per il Consorzio Oleodotti del Caspio, non bastò tirare un tratto di matita su una mappa per riportarvi un oleodotto. Opere simili, transnazionali e tecnicamente impegnative, erano terribilmente complicate, senza scorciatoie; abbisognavano di cooperazione tra Stati, non sempre in buoni rapporti tra di loro, di piani dettagliati, di studi approfonditi e di parecchia manodopera. Furono necessari accordi specifici per evitare dispute territoriali come quella delineatasi sulla settorializzazione del Mar Caspio e sulle quote di appartenenza agli Stati rivieraschi – che, tra l'altro, devono essere ancora risolti. Inoltre, in ogni Stato sovrano in cui transita l'oleodotto, dovettero essere attuati regimi legali e fiscali accettabili. Data la dimensio-

---

(23) Fu oggettivamente la grande conquista dei *managers* della British Petroleum Exploration Azerbaijan, della BP Public Limited Company di Londra (rispetto alle altre la BP è la compagnia di punta del progetto), delle compagnie *partners* e delle istituzioni finanziarie, compresi i governi. Riguardo l'ACG, va però ricordato che, nel settore ingegneria e costruzioni, la nostra Saipem si è aggiudicata due contratti per la fabbricazione, il trasporto e l'installazione di strutture petrolifere *offshore* nell'ambito della «fase 3» dello sviluppo del giacimento Azeri-Çirag-Güneşli; situato a 120 chilometri a sud est di Baku, nel settore azero del Mar Caspio. I lavori saranno completati entro la fine del 2007. Saipem si era già precedentemente aggiudicata i lavori per la fabbricazione e l'installazione di strutture petrolifere nell'ambito delle fasi 1 e 2 del progetto Azeri-Çirag-Güneşli.

(24) Inoltre, sia il Baku-Supsa sia il BTC rientrano nel sistema di sicurezza NATO, grazie all'alleanza militare regionale che gli stati del GUAM (Georgia, Ucraina, Azerbaijan e Moldavia) hanno richiesto attraverso una stretta cooperazione atlantica.

(25) Il parlamento turco richiese come prioritario il consenso dei parlamenti dell'Azerbaijan, del Kazakistan e del Turkmenistan, e la loro ratifica della «Carta sull'energia».

ne e l'importanza di tutta l'opera, a ogni paese fu richiesta una speciale legislazione.

Per finanziare un'opera di tale entità, bisognava poi attirare capitali ingenti e offrire agli investitori condizioni allettanti e proposte convincenti che dovevano necessariamente includere: *a)* sostegno ai produttori e credito alle parti meritevoli; *b)* contratti e accordi chiari, capaci di coprire ogni punto dell'intero progetto; *c)* una solida struttura organizzativa; *d)* elementi economici favorevoli (domanda e offerta, competitività); *e)* fattori di rischio esaminati attentamente e mitigati (quelli ambientali e i rischi connessi alla mutevolezza dei mercati internazionali); *f)* assicurazione di comportamenti giusti e corretti; *g)* problemi della sicurezza studiati e risolti.

Gli oneri necessari per portare a conclusione un'opera gigantesca come la *Main Pipeline* furono tanti e gravosi, ma non impossibili. L'Azerbaijan, in modo sistematico, cooperativo e organizzato, per la parte che gli competeva li ha assolti, dimostrando assieme agli *sponsors* e con i governi degli altri Stati coinvolti di riuscire a superare la «grande sfida nei tempi giusti». Sta di fatto che, di fronte a piani così esclusivi, anche se non ancora operativi <sup>(26)</sup>, i russi hanno risposto nel breve progettando il gasdotto Blue Stream e costruendo il KTK (in funzione dall'ottobre 2001) con l'intento di trasportare il greggio kazaco al terminale russo di Novorossijsk: esso risulta essere l'unico oleodotto operativo che trasporta il petrolio caucasico, bypassando così, da nord, le neonate e instabili repubbliche dell'area. Coerentemente alla politica estera equilibrata del padre, l'attuale presidente Ilham Alijev ha marcato l'importanza dei rapporti regionali azeri con la Russia, visto che nel febbraio 2004, in visita ufficiale a Mosca, ha confermato il Trattato d'amicizia del 1997 e la Dichiarazione di Baku del 2001 sulla sicurezza e cooperazione nel Caucaso, dichiarazione molto criticata dall'opposizione azera perché, sotto la copertura della cooperazione tecnico-militare, ha concesso ai russi l'installazione di una stazione radar a Gaballa. Ciò non presuppone tuttavia un chiaro riavvicinamento ai russi, ma una linea geopolitica equidistante sia da Mosca sia da Washington, nella prospettiva di uno sviluppo economico autonomo e di una indipendente transizione politica.

*La raffinazione del petrolio in Azerbaijan.* – L'attuale capacità di raffinazione del petrolio in Azerbaijan è di circa 20 milioni di t l'anno, o 441 barili/giorno, corrispondente al doppio dell'intera produzione petrolifera del paese del 1997. In Azerbaijan sono attive 2 raffinerie, l'Azerneftiyag e l'Azernefteyanajag, entrambe situate nell'area di Baku. Attualmente, le due raffinerie sono gestite dalla SOCAR, nata nel settembre 1992 dalla fusione delle due compagnie di Stato azere Azerineft e Azneftkimiya.

In seguito al forte decremento produttivo riscontrato negli anni Settanta e Ottanta, un gran quantitativo di petrolio fu importato nel paese dalle altre repubbliche sovietiche, soprattutto dalla Russia, con l'intento di sfruttare la capacità di raffinazione dei suoi impianti. A quel tempo, il 40% circa del petrolio trattato nelle due raffinerie azere era importato. Stando ad alcuni documenti, nel 1997 l'Azerbaijan ha raffinato 8,8 milioni di t di greggio, per la maggior parte di produzione nazionale (poco meno dei 9,7 milioni di t del 1992, che rappresentano il picco massimo di produzione). Nel 1999 le due raffinerie hanno venduto 4,7 milioni di t di prodotti petroliferi, dei quali 3,992 milioni di *fuel* pesante, 347.400 tonnellate di diesel e 55.500 tonnellate di cherosene.

(26) La prima pietra dell'oleodotto verso il Mediterraneo è stata già gettata con tanto di cerimonia ufficiale. Finalmente si è superato il problema dei continui rinvii per la sua effettiva realizzazione, dovuti sia al transito per il Nagorno-Karabakh, sia attraverso le aree dell'Anatolia sud-orientale, roccaforte dei guerriglieri curdi del PKK.

Quasi tutto l'impianto di Azerneftayag fu costruito all'inizio degli anni Trenta, benché la sua nascita risalga al XIX secolo. Esso ha una capacità produttiva di 235-238 barili di combustibili al giorno; la sua colonna di distillazione sottovuoto del greggio comprende diverse unità, ma è priva delle unità correttive necessarie a ricavarne prodotti commerciabili secondari. Attualmente è usata principalmente per produrre *fuel* e cherosene e, con i sottoprodotti del diesel, ricava olii lubrificanti e bitumi. Vende nafta, come materia prima, al complesso petrolchimico nazionale, e ha avviato un nuovo programma per la produzione di lubrificanti che, grazie al loro alto indice di viscosità, risultano d'ottimo standard qualitativo.

La seconda raffineria di Baku, l'Azernefteyanajag (ex Novo-Bakinshy), fu invece costruita nel 1953 e riammodernata quasi integralmente nel 1965. La torre di frazionamento comprende un *cracker* (separatore) catalitico a flusso continuo, un'unità per la produzione del coke e diverse unità di polimerizzazione dei gas leggeri ottenuti dalle prime separazioni del greggio. Nel 1980, l'impianto è stato corredato di un *reformer* per la produzione di benzene, toluene e xilene e, nel 1993, di una seconda unità di crackizzazione catalitica, che ha consentito di ottenere un petrolio a più alto contenuto di ottani. La capacità del distillatore sottovuoto del greggio, nel 1976, aumentò la produzione da 120 a 160 barili di prodotti al giorno: attualmente si è attestata sui 202 barili giornalieri.

Il basso livello tecnico delle apparecchiature incide negativamente sul rendimento delle due raffinerie. Per entrambi le perdite sono 4-5 volte superiori a quelle di una raffineria moderna e si aggirano sui 2-2,5% del greggio trattato. Esse inoltre registrano consumi energetici 2,5-3 volte più alti del normale. Eccessivi risultano anche i consumi di additivi e reagenti chimici, 2-3 volte maggiori rispetto a quelli di raffinerie dalle stesse capacità produttive. Nemmeno il basso costo del greggio riesce ad assicurare un livello accettabile di redditività per le due raffinerie, specialmente per Azerneftayag, la più vecchia. Il loro basso livello tecnologico incide notevolmente sulla bontà dei materiali prodotti che, per la maggior parte, non raggiungono standard commerciali di qualità. Ciononostante, con il recente aumento della produzione di petrolio, il settore della raffinazione è cresciuto d'importanza in Azerbaigian. Nel 1998, l'Istituto scientifico Azgyproneftehim ha preparato un documento (*Idee per lo sviluppo dell'industria della raffinazione del petrolio in Azerbaigian*), in cui vengono messi in risalto i principali problemi del settore e fatte proposte allettanti per potenziali investitori, interessati alla ricostruzione e all'ammodernamento delle raffinerie azere. Investimenti che comunque non sono ancora stati fatti. Nel 1999, l'Agenzia Statunitense per il Commercio e lo Sviluppo e la SOCAR hanno sottoscritto un contratto, in cui si mettevano 500.000 dollari a disposizione per attuare uno studio che tendesse al riammodernamento dell'impianto della raffineria Azerneftayag: tale studio è stato affidato alla società Merichem Refinery di Houston.

Dal punto di vista legislativo, l'industria azera di raffinazione del petrolio è piuttosto carente. Le licenze per svolgere tali attività sono teoricamente libere; la lavorazione del petrolio è sottoposta solo a norme sulla sicurezza e sulla protezione ambientale. La privatizzazione degli impianti, per quanto bene accetta, è vincolata alla decisione del presidente della Repubblica, che sembra restio ad affidare a mano privata questo comparto industriale. Al momento, non ci sono indicazioni che incoraggino tale scelta. Un quadro normativo poco chiaro e procedure contorte sulla privatizzazione, nonché la mancanza di definizione del ruolo privato, allontanano da questo settore qualsiasi iniziativa che non sia dello Stato.

Il 2004 sembra esser stato però l'anno del *boom* per il comparto della raffinazione petrolifera: infatti, grazie allo sviluppo di centri di ricerca dedicati a questo settore, si è riusciti a renderlo più operativo, raggiungendo risultati a livello economico molto validi

rispetto agli investimenti effettuati. Addirittura il reddito proveniente dal petrolio raffinato è stato maggiore di quello proveniente dal greggio. Ciò ha permesso di incrementare gli utili, consentendo l'apertura di ulteriori stabilimenti di raffinazione, e apre in prospettiva nuovi orizzonti per il futuro commerciale azero, visto che, grazie a maggiori entrate, il potenziamento e la diversificazione economica non sembrano impossibili.

#### RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- AHLBRANDT THOMAS, *Report FS0007-97*, USGS World Energy Program, 1997, <http://www.energy.usgs.gov/factsheets/worldenergy/world.html>, consultato il 10.3.2005.
- ALIBONI R., *Geopolitica della Turchia*, Milano, F. Angeli, 1999 (collana «Politica/Studi», 44).
- ANDREOCCI P., *Il paese dei fuochi*, in «Ecos», Roma, 1997, 6, pp. 8-14.
- AVRANITOPOULOS C., *The Geopolitics of Oil in Central Asia*, in «A Journal of Foreign Policy Issues», inverno 1998 (consultabile in <http://www.hri.org/MFA/thesis/winter98/geopolitics.htm>).
- BARDI U., *La febbre del Caspio: Prospettive energetiche e ruolo dell'ENI nell'ultima grande riserva planetaria*, AspoItalia, agosto 2004, pp. 1-3, in <http://www.aspoitalia.net/documenti/bardi/petroliocaspop2004/petroliocaspio2004.html>, consultato il 1° 3.2005.
- BERNARDI G., *Petrolio, la lotta per il controllo del Mar Caspio*, in «L'Opinione», Roma, 11 maggio 2002.
- BLAIR B., *Interview with President Heydar Aliyev*, in «Azerbaijan International», Baku, 1994, 2, parte 2, in [http://www.azer.com/aiweb/categories/magazine/22\\_folder/22\\_articles/22\\_aliyevinterview.html](http://www.azer.com/aiweb/categories/magazine/22_folder/22_articles/22_aliyevinterview.html), consultato il 20.10.2005.
- BLAIR B., *Geopolitically Speaking: Interview with Zbigniew Brzezinski*, in «Azerbaijan International», Baku, 1995, 3, parte 4, pp. 1-12.
- BLAIR B., *Petroleum Section: Azerbaijan leads 3 Projects (Interview to Rashid Yavanshir)*, in «Azerbaijan International», Baku, 2001, 9, parte 2, in [http://www.azer.com/aiweb/categories/magazine/92\\_folder/92\\_articles/92\\_petroleum\\_javanshir.html](http://www.azer.com/aiweb/categories/magazine/92_folder/92_articles/92_petroleum_javanshir.html), consultato il 25.10.2005.
- BLANK S., *Energy and Security in Transcaucasia*, Carlisle Barracks, US Army War College-Strategic Studies Institute, 9 luglio 1994, pp. 1-35.
- BREMMER I., *Oil Politics*, in [www.worldpolicy.org/journal](http://www.worldpolicy.org/journal), da «World Policy Journal», New York, primavera 1998, 15, pp. 27-35.
- BURKE J., *Aliyev Comments on Caspian Geopolitics*, BBC 6 Agosto 2001, in «Azerbaijan Daily Digest», in <http://www.eurasianet.org/resource/azerbaijan/hypermail/200108/0021.html>; rapporto dell'intervista trasmessa su TV Channel One, Baku, 3.8.2001, consultato il 20.10.2005).
- CHETERIAN V., *Grand jeu pétrolier en Transcaucasie*, in «Le Monde Diplomatique», Parigi, 1997, luglio, pp. 22-23.
- COHEN A., «*The New Great Game: Pipeline Politics in Eurasia*», in «Caspian Crossroads Magazine», Washington, 1996, 1, pp. 23-31.
- CORNELL S., *US Policy in Caspian Asia: The Imperative of Strategic Vision*, in «The

- Analyst», portale Internet del Central Asia-Caucasus Institute, in <http://www.cacianalyst.org>, consultato il 2.8.2000.
- CROISSANT M.P., *Les intérêts américains en Asie Centrale*, in «La Revue Internationale et Stratégique», Parigi, 1999, 34, pp. 109-116.
- CUTLER R., *Cooperative Energy Security in the Caspian Region: A New Paradigm for Sustainable Development?*, in «Global Governance 5», 1999, 2, in <http://www.robert-cutler.org/ar99gg2b.htm>, consultato il 13.3.2004.
- DAVITASHVILI Z., *The ethno-political Situation in the Caucasus and the problem of oil transportation*, in «Caspian Crossroads Magazine», Washington, 1996, 2, pp. 22-25.
- DEL RE E., *L'Azerbaijan nella partita del Caspio*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 2004, 6, pp. 195-203.
- DELLE ROSE S., *Nuovi scenari geopolitici: gli idrocarburi dell'Asia Centrale ex-sovietica*, in «BSGI», 1997, pp. 439-441.
- DOSSIER ANALISI DIFESA, *Le risorse energetiche del Caucaso e dell'Asia Centrale*, in <http://www.analisedifesa.it/numero19/do-caucaso.htm>, consultato l'8.5.2002.
- DUBIEN A., *Pétrole et gaz du Bassin caspien: de nombreuses incertitudes*, in «La Revue Internationale et Stratégique», Parigi, 1999, 34, pp. 75-91.
- ESCUDERO S., *Hub for the 21st Century: Azerbaijan's Future Role in the Caspian Basin*, in «Azerbaijan International», Baku, 2002, 10, parte 2, pp. 2-3.
- FORSYTHE R., *The Politics of Oil in the Caucasus and Central Asia: Prospect for Oil Exploitation and Export in the Caspian Basin*, Londra, Oxford University Press e International Institute for Strategic Studies, 1996 («Adelphi Papers»).
- GOLDBERG J., *Benvenuti nel nuovo Far-West: prima tappa della corsa al petrolio è l'Azerbaijan*, in «The New York Times Magazine», New York, tradotto e recensito il 4.12.1998 in <http://www.free-zzo.it/page24.html>, consultato il 10.3.2005.
- GOLTZ T., *The Caspian Oil Sweepstakes*, in «The Nation», New York, 17.11.1997, 265, pp. 18-21.
- GUSSEINOV E., *Bursting Baku's Oil Bubble*, IWPR's Caucasus Reporting Service, 13, 7.1.2000, in <http://www.iwpr.net>, consultato il 10.4.2002.
- HOLOBOFF E., *La Transcaucasia destabilizzata dalle sue ricchezze*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 1996, 2, pp. 177-188.
- INCERTI A., *Il tesoro del Caspio*, in «Ecos», Roma, 1997, pp. 4-7.
- JAVADI M. e S. NASSER, *Socar Section: Azerbaijan's Contract of the Century*, in «Azerbaijan International», Baku, 1994, 2, parte 4, pp. 2-3.
- KUMAR D., *A Challenge to US Global Power Status*, in «Asia's Changing Geopolitics», marzo 2002, in [http://www.thirdworldtraveler.com/Oil\\_watch/Geopolitics.html](http://www.thirdworldtraveler.com/Oil_watch/Geopolitics.html), consultato il 23.11.2002.
- LELYVELD M., *Azerbaijan/Turkey: Baku-Ceyhan Caspian Oil Pipeline likely to win Approval*, in «Energy Politics in the Caspian and Russia», Washington, settembre 1998, pp. 8-9.
- LELYVELD M., *Caucasus: U.S. Military Presence in the Caspian appears Inevitable*, in «Energy Politics in the Caspian and Russia», Washington, febbraio 1999, pp. 8-9.
- LELYVELD M., *Caspian: Pipeline Plans becoming Commercially less Viable*, in «Energy Politics in the Caspian and Russia», Washington, marzo 1999, pp. 8-9.

- MANABU S., *The Caspian Basin Oil and the Impact on Eurasian Power Games*, Tokyo, Institute of Developing Economies, giugno 1998.
- MIGLIORINI P., *Nuovi scenari geopolitici: il petrolio del Mar Caspio*, in «BSGI», 1997, pp. 435-438.
- MOLLA-ZADE JAYHUN, *Azerbaijan and the Caspian Basin: Pipelines and Geopolitics, in Caucasus and the Caspian Seminar Transcripts*, Cambridge (Ma), 1996, pp. 8-9.
- NASSIBLI N., *Azerbaijan Geopolitics and Oil Pipeline Issue*, in «Journal of International Affairs», New York, dicembre 1999-febbraio 2000, 4, in <http://www.mfa.gov.tr/grupa/percept/IV-4/nassibli.htm>, consultato il 15.11.2002.
- INTERNATIONAL MONETARY FUND, *Azerbaijan Republic: Joint Staff Assessment of the Poverty Reduction Strategy Progress Report*, Washington, IMF, 2004 («IMF Country Report», 04/323).
- PELLICANO A., *Le risorse petrolifere del Caspio tra economia e geopolitica*, in «BSGI», 2000, pp. 111-146.
- PICCO G., *Il grande Medio Oriente*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 1999, 3, p. 18.
- PORZIO G., *Asia Centrale. Perché il Caucaso è divenuto una zona strategica*, in «Panorama», Milano, 17 ottobre 1997.
- RADVANYI J., *Pétrole et géostratégie au sud de la Russie*, in «Le Monde Diplomatique», Parigi, giugno 1998, pp. 18-19.
- RECKNAGEL C., *Central Asia: US Supports Multiple Pipelines from Caspian Sea*, in «Energy Politics in the Caspian and Russia», Washington, novembre 1998, pp. 7-10.
- RUSECKAS L., *US Policy and Caspian Pipeline Politics: The Two Faces of Baku-Cebyan*, in *Succession and Long-Term Stability in the Caspian Region*, Cambridge, BCSIA, 2000, pp. 17-23.
- SAAKASHVILI M., *Growing Attraction of the Georgian Alternative*, in «Caspian Crossroads Magazine», Washington, 1995, 1, pp. 12-13.
- SINATTI P., *La riconquista geoeconomica dell'Impero russo*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 1994, 1, pp. 145-149.
- SINATTI P., *Il grande gioco per il controllo del petrolio caspico*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 1996, 2, pp. 189-196.
- SINATTI P., *La Russia e i conflitti nel Caucaso*, Torino, Fondazione Agnelli, 2000.
- SINATTI P., *La Turchia nel Grande Gioco del petrolio*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 1999, 2, pp. 141-149.
- STOCKHOLM INTERNATIONAL PEACE RESEARCH INSTITUTE (SIPRI), *Oil and Security*, Stoccolma, Almqvist & Wiksell International, pp. 76-79.
- TALBOT S., *A Farewell to Flashman: American Policy in the Caucasus and Central Asia*, Washington, Johns Hopkins' School of Advanced International Studies-Central Asia Institute, 21 luglio 1997.
- TED, *Caspian Oil and Political Implications*, in «TED Case Studies» (*Caspian Oil Plan*, case 404), pp. 1-8, in <http://www.american.edu/TED/CASPOIL.htm>, consultato il 29.10.2005.
- VELMINI F., *Il Grande Gioco angloamericano in Eurasia*, in «Limes. Rivista Italiana di Geopolitica», Roma, 2000, 5, p. 231.

WEYMOUTH L., *Azerbaijan: Who'll stop the Russians*, in «Washington Post», Washington, 11.10.1994.

OIL TRUSTS, PIPELINES NETWORK AND THE REFINING IN AZERBAIJAN. – The article provides to the reader an overview of geoeconomical problems in Azerbaijan connected with a ten years regional geopolitical turmoil. After an analysis of the Azeri oil trusts and the connected onshore and offshore contracts, the writer focuses on the geostrategic issue of geopolitical powers' interest related to the Caucasian and Caspian oil networks. The great game in play regards oil control and strategic influences, commercial struggles and twisting national independencies. In this context, Azerbaijan, a 15 year-old nation with a commercial and legal deficit, faced from its birth the ambitions of its greedy and competing neighbours. The several pipeline plans are chronologically analysed taking into account the different regional actors moves and interests. As a conclusion, the last part of the article is focused on the 2004 Azeri oil refining state of play.

*tommaso.busini@geomail.com*