

Riserve e risorse

1.3.1 Petrolio

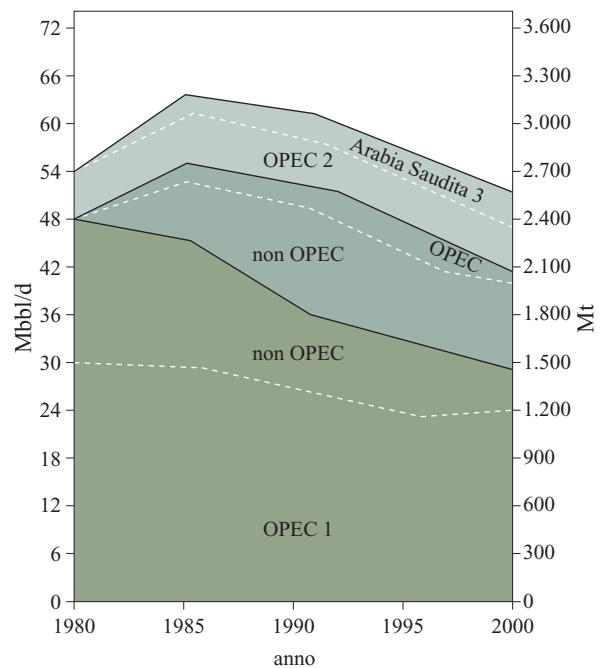
Scoperta e rivalutazione delle riserve a oggi

La disponibilità potenziale di petrolio nel futuro è stata per lungo tempo una questione critica, tanto per l'industria quanto per i decisori politici (Williamson, 1963). Fin quando il petrolio è rimasto una fonte energetica relativamente marginale, con un utilizzo significativo ristretto a un numero relativamente piccolo di paesi (principalmente gli Stati Uniti), come si è effettivamente verificato fino alla Seconda Guerra Mondiale, il timore di una scarsità globale non costituiva un problema concreto. La preoccupazione di quei pochi paesi che prima del 1939 consumavano soprattutto petrolio era da ricondurre a una scarsità percepita degli approvvigionamenti interni.

Dopo il 1945, tuttavia, in un contesto in cui il petrolio stava rapidamente diventando la più importante fonte dei fabbisogni energetici globali (arrivando a soddisfare oltre la metà del consumo complessivo mondiale di energia nel 1958), si fece largo la percezione comune che il mondo sarebbe stato incapace di continuare a consumare petrolio per il resto del 20° secolo (Odell, 1963).

Questa opinione si rafforzò negli anni Sessanta a seguito di un'espansione del consumo di petrolio a un tasso annuo superiore al 7%, e fu fortemente sostenuta, agli inizi degli anni Settanta, in un articolo nientemeno che del primo geologo della British Petroleum (Warman, 1972). Nonostante la validità di base dell'analisi che aveva condotto a questo risultato fosse stata messa in discussione (Odell, 1973), il pessimismo sulle prospettive future del petrolio persisteva. Questo pessimismo venne infine espresso con maggiore incisività e in modo più conciso in uno studio, pubblicato in seguito con grande enfasi dalla British Petroleum, con il titolo di *Oil crisis... again?* (BP, 1979). Quello studio intendeva dimostrare che la produzione mondiale di petrolio (al di fuori del blocco sovietico) avrebbe inevitabilmente raggiunto

un picco nel 1985, a soli sei anni dalla pubblicazione, come mostrato in **fig. 1**. Altre imprese e istituzioni che si occupavano di previsioni energetiche ritenevano che il punto di svolta del consumo mondiale di petrolio si sarebbe verificato verso la fine degli anni Novanta o all'inizio del 21° secolo (Grenon, 1979). In quel periodo, non meno di dodici studi con una visione pessimistica



1. Arabia Saudita 8,5 Mbbbl/d, Iran 4 Mbbbl/d, altri in base ai correnti valori limite di conservazione
2. Arabia Saudita 12 Mbbbl/d, altri + 2,8 Mbbbl/d
3. Arabia Saudita 14-16 Mbbbl/d

- produzione libera
- possibili scoperte e sviluppi futuri
- accertate e probabili

fig. 1. Previsione dello sfruttamento del petrolio (BP, 1979).

sulle prospettive del petrolio vennero analizzati nel dettaglio in un progetto di ricerca condotto dal Centre for International Energy Studies presso l'Erasmus University di Rotterdam (Odell e Rosing, 1980). Il progetto dimostrava che i timori circa una imminente scarsità a breve termine del petrolio si fondavano su parametri del tutto inadeguati, quali l'idea di un mondo completamente esplorato dal punto di vista petrolifero e l'idea di un mondo in cui 'la fine della storia' era ritenuta ormai raggiunta grazie ai processi di crescita della conoscenza e di avanzamento tecnologico nell'industria petrolifera. Inoltre, queste convinzioni assolute sul versante dell'offerta si combinavano poi con altre convinzioni assolute, quali l'assurdo concetto che il petrolio fosse caratterizzato da un'offerta perfettamente anelastica alla curva dei prezzi.

Inutile a dirsi, gli sviluppi del mondo reale presto minarono tutti gli aspetti di queste ipotesi allarmanti. Nel 1979, la crescita della domanda di petrolio arrivò a una battuta d'arresto contestualmente al pieno dispiegarsi dell'impatto della prima crisi petrolifera del 1973-74.

In seguito, nell'ambito della seconda crisi petrolifera del 1979-80, la domanda di petrolio scese anno dopo anno fino a toccare un minimo nel 1983 (quando risultò inferiore di oltre il 10% al suo picco storico del 1979). Ci vollero poi nove anni, fino al 1992, prima che il consumo mondiale di petrolio tornasse al livello del 1979. In seguito, persino durante gli ultimi otto anni del 20° secolo, l'incremento della domanda di petrolio rimase relativamente debole, con una crescita di appena l'11% (un tasso medio annuo dell'1,2%), e nei 21 anni successivi al 1979 dell'11,2% soltanto (ovvero lo 0,5% annuo). Il consumo cumulato di petrolio negli ultimi trent'anni del 20° secolo è stato di circa 90 Gtep, contro le 250 Gtep così fiduciosamente previste dall'industria nei primi anni Settanta (Warman, 1972).

Sul versante dell'offerta, la crescita delle riserve di petrolio convenzionale derivante da nuove scoperte (e, in misura anche più importante, dall'apprezzamento delle riserve di giacimenti scoperti da tempo) è stata superiore alla quantità di petrolio consumato (**tab. 1**). Dal 1971 al 2004, alle riserve provate si sono aggiunti quasi 1.350 Gbbl di petrolio (184 Gtep). Nello stesso periodo, sono stati consumati solo 785 Gbbl (107 Gtep).

A partire da questi dati, si può parlare di un mondo che negli ultimi trentaquattro anni sta 'annegando' nel petrolio invece di 'esserne a corto', come tanto diffusamente previsto negli anni Settanta e altrettanto di recente percepito (Laherrère, 2003).

Alla fine dell'anno 2000, utilizzato come base per studiare gli scenari petroliferi futuri del 21° secolo, 1.028 Gbbl (140 Gtep) di riserve accertate erano disponibili per la produzione. Si trattava di un volume sufficiente a soddisfare non solo la domanda del 2001 di 26,3 Gbbl

(3,6 Gtep), ma anche a sostenere per altri 36 anni il consumo di petrolio al medesimo livello di produzione annuale. Se anche il consumo di petrolio crescesse a un tasso annuo del 2%, a partire dall'anno base 2000, le riserve già scoperte potrebbero teoricamente soddisfare i consumi di petrolio dei primi venticinque anni del 21° secolo.

Possiamo, tuttavia, predire con fiducia che il volume di riserve accertate dichiarato nel 2000 continuerà a subire revisioni al rialzo. Siffatte rivalutazioni sono, in verità, il risultato di un processo lungo e continuo, basato, in primo luogo, su frequenti rivalutazioni del potenziale dei giacimenti, in secondo luogo, su un miglioramento perfettamente normale delle conoscenze geologiche come conseguenza dell'esperienza produttiva che ha portato all'estensione dei giacimenti e, in terzo luogo, sul miglioramento dei tassi di recupero del petrolio presente in un giacimento, a seguito di significativi progressi nelle tecnologie produttive (Meyer e Olson, 1981; Odell, 1994; Smith e Robinson, 1997; McCabe, 1998).

La **fig. 2** rappresenta una visione cauta della probabile rivalutazione delle riserve di petrolio accertate nel 2000, dove viene indicata una crescita delle riserve al 2020 (senza alcuna nuova scoperta) di circa 350 Gbbl (47,7 Gtep). Questa quantità è sufficiente a estendere la disponibilità di petrolio estraibile dai giacimenti mondiali attualmente esplorati e scoperti (ma non ancora sviluppati) di un ammontare equivalente a circa 13 anni di produzione corrispondente al livello del 2000 (Shell International Petroleum Company, 2001).

In effetti, si può sostenere con vigore che le tecnologie avanzate attualmente in uso per definire o ridefinire la dimensione e le caratteristiche dei giacimenti petroliferi (soprattutto attraverso la cosiddetta metodologia della sismica 4D, per mezzo della quale si possono simulare le qualità dinamiche e il comportamento di un giacimento in produzione), da un lato, e le nuove tecniche di produzione recentemente sviluppate (in primo luogo, la perforazione orizzontale e i metodi avanzati di recupero del petrolio), dall'altro, aggiungono una nuova dimensione significativa alle prospettive di rafforzamento delle potenzialità dei giacimenti esistenti di produrre petrolio addizionale.

Fino a oggi, tuttavia, gli ingenti investimenti in queste nuove tecnologie sono stati ristretti soprattutto alle aree produttrici di petrolio dell'America Settentrionale e del Mare del Nord. Questi investimenti hanno evidenziato un significativo successo, misurato in termini di produzione incrementale di petrolio già raggiunta, e di potenziale produttivo per il futuro che non sarebbe stato in altri modi possibile (Smith e Robinson, 1997).

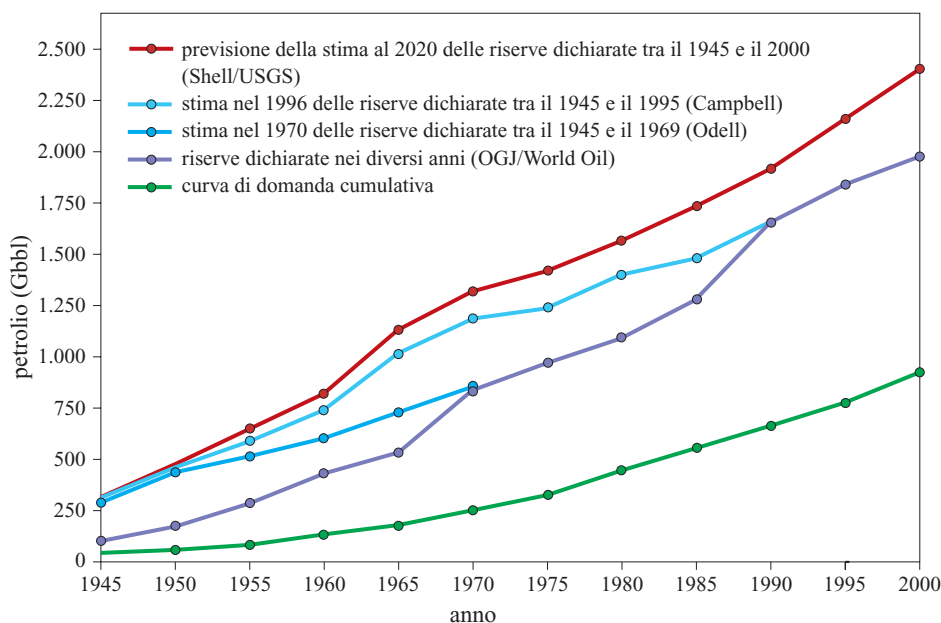
L'applicazione di queste tecnologie in altre parti del mondo è solo una questione di tempo necessario per creare, in primo luogo, la domanda di petrolio addizionale e, in secondo luogo, le condizioni politico-economiche in cui gli investimenti delle compagnie in possesso di

tab. 1. Sviluppo delle riserve di petrolio convenzionale (1971-2004)

	RISERVE PROVATE A INIZIO ANNO (Gbbl)	PRODUZIONE DI PETROLIO DELL'ANNO (Gbbl)	ADDIZIONI LORDE ALLE RISERVE (Gbbl)	INCREMENTO NETTO O CALO DELLE RISERVE (Gbbl)	RAPPORTO RISERVE/ PRODUZIONE (a)
1971	521	18,4	38	20	28,3
1972	542	19,4	54	35	27,9
1973	577	21,2	35	14	27,2
1974	591	21,2	32	11	27,9
1975	602	20,2	31	11	29,2
1976	613	21,9	4	-18	28,0
1977	595	22,6	16	-7	26,3
1978	588	22,9	45	22	25,7
1979	610	23,7	22	-2	25,7
1980	608	22,8	34	11	26,7
1981	619	21,3	67	46	29,1
1982	665	20,1	30	10	33,1
1983	675	20,0	21	1	33,8
1984	676	21,1	44	23	32,0
1985	699	20,5	30	9	34,1
1986	708	21,4	67	45	33,1
1987	753	21,9	129	107	34,4
1988	860	22,8	83	60	37,7
1989	920	23,5	87	63	39,1
1990	983	23,8	26	2	41,3
1991	985	23,7	65	41	41,6
1992	1.026	23,9	46	22	43,3
1993	1.048	23,7	31	7	44,0
1994	1.055	23,8	29	5	44,3
1995	1.060	24,1	48	24	43,0
1996	1.084	24,7	40	14	44,9
1997	1.098	24,4	-67	-93	45,0
1998	1.005	26,0	31	6	38,7
1999	1.011	25,5	31	4	39,6
2000	1.015	26,5	40	13	38,3
2001	1.028	26,3	39	13	39,1
2002	1.030	26,2	28	2	39,3
2003	1.036	27,3	33	6	37,9
2004	1.062	28,3	54	26	37,5
TOTALE	27.948	785	1.343	553	

Fonte: Gli sviluppi delle riserve di petrolio convenzionale derivano dai rapporti annuali sulle riserve petrolifere mondiali in «Oil & Gas Journal» (1970-2004); «World Oil» (1971-2005); *De Golyer* [...] (1975-1983). I dati sulla produzione sono tratti da BP (1971-2005).

fig. 2. Stima delle riserve accertate di petrolio convenzionale rispetto alla domanda cumulativa (1945- 2000).



rilevanti competenze tecniche possano essere realizzati. Quanto detto ha una validità generale ma, nello specifico, è importante soprattutto per le due regioni petrolifere più ricche del mondo, vale a dire il Medio Oriente e le Repubbliche dell'ex Unione Sovietica.

In Medio Oriente, negli anni Settanta e Ottanta, l'impatto della nazionalizzazione delle compagnie petrolifere operanti nella maggior parte degli Stati della regione, combinato con le successive limitazioni finanziarie, gestionali e/o tecniche subite da gran parte degli enti statali nell'intraprendere le necessarie attività di esplorazione e sfruttamento, ha comportato l'attuale obsolescenza di gran parte dell'industria dell'upstream petrolifero nella più importante regione di produzione petrolifera mondiale. Tuttavia, si sta progressivamente affermando il riconoscimento della necessità di un cambiamento radicale cosicché sono oggi in corso accordi volti ad assicurare l'espansione dell'industria. Quando, nel primo decennio del 21° secolo, le *joint ventures* proposte e quelle potenziali tra alcune compagnie petrolifere internazionali e varie imprese pubbliche in Iran, Kuwait, Arabia Saudita, Iraq e altri paesi della regione diventeranno operative, queste porteranno a un significativo aumento delle riserve dell'area e della sua produzione potenziale (Odell, 1997; Centre for Global Energy Studies, 2001; Baqui e Saleri, 2004).

Analogamente, le industrie petrolifere della Russia e delle altre Repubbliche dell'ex Unione Sovietica attendono l'applicazione di nuove tecnologie e metodologie attraverso forme di *joint ventures* con compagnie petrolifere internazionali finanziariamente in grado di intraprendere i lavori.

Man mano che tali *joint ventures* vengono realizzate, la produttività delle industrie petrolifere di paesi come

Russia, Ucraina, Azerbaigian, Kazakhstan e Turkmenistan subirà probabilmente un cambiamento radicale (Khartukov, 1997; Krylov *et al.*, 1998; Considine e Kerr, 2002). In effetti, nel 2004, le riserve accertate di questi paesi sono già cresciute di oltre il 50% rispetto ai loro livelli di un decennio prima.

In parte, sono proprio queste componenti politiche ed economiche nell'evoluzione delle prospettive del petrolio mondiale a indebolire significativamente la validità degli sforzi di coloro che ritengono imminente una crisi dell'offerta petrolifera (Campbell, 1997, 2003; Laherrère, 1997, 2003; Campbell e Laherrère, 1998).

Costoro, come nel caso dei loro predecessori Warman (1972) e Hols (1972) negli anni Settanta, non tengono conto, nella loro previsione di un picco della produzione petrolifera mondiale nel breve termine, delle dinamiche dei processi con i quali le riserve e la produzione di petrolio evolvono e, allo stesso modo, non considerano il ruolo centrale svolto dai fattori economici e da quelli politici nell'equilibrare i mercati (Lynch, 1999).

Simili allarmismi irrazionali riguardo a una prevista scarsità di petrolio all'inizio del 21° secolo dovrebbero quindi essere ignorati, soprattutto se si ricordano gli enormi costi che, in precedenza, la condivisione dei pronostici riguardanti la scarsità di petrolio tra i diversi responsabili delle politiche economiche ed energetiche aveva imposto negli anni Settanta all'economia mondiale (Adelman, 1993; Odell, 2001-2002a). Quell'episodio fu in larga parte responsabile non solo di prezzi del petrolio molto più alti e dei problemi sociali ed economici che questi causarono, ma anche dell'elevatissimo ammontare di investimenti economicamente non realizzabili che vennero effettuati in sistemi di produzione di energia alternativa e nello sfruttamento di riserve energetiche a più

alto costo (McCabe, 1998; Odell, 1998). Allo stato attuale, il mondo non può assolutamente permettersi di ripetere quell'insieme di eventi quasi disastroso. In effetti, le riserve petrolifere mondiali già accertate (e i processi attraverso i quali evolvono) eliminano esse stesse qualsiasi vincolo significativo verso l'alto sullo sviluppo della produzione per i primi 25 anni del 21° secolo, supponendo il mantenimento di una escursione minima dei prezzi nel primo quarto di secolo a un livello di circa 18-22 dollari al barile (in dollari del 2000), come avvenuto per gran parte dei vent'anni successivi al collasso dei prezzi del 1986. Al contrario, nei primi vent'anni del 21° secolo, ogni vincolo verso l'alto sull'offerta verrà probabilmente imposto dal persistere di una crescita della domanda relativamente lenta che, come descritto sopra, è continuata negli ultimi vent'anni.

La domanda di petrolio, in particolare, sarà limitata dalla crescente concorrenza del gas naturale, che dovrà fronteggiare in diversi mercati in gran parte del mondo fino al 2020.

Oltre tale data (e quindi anche al di là dell'importanza delle riserve attualmente accertate e della loro rivalutazione dinamica, basata sulla crescita della conoscenza e sui progressi tecnologici), occorre considerare la più incerta questione riguardante la dimensione della base di risorse ultime di petrolio e del loro sfruttamento futuro. Questo aspetto è stato descritto come «l'ignoto, l'inconoscibile e l'irrelevante» (Adelman, 1993), una definizione che in termini puramente economici è del tutto appropriata. In un mercato competitivo con diversi attori attivi, ciò che viene chiesto viene offerto (prodotto) purché il prezzo sia sufficientemente alto da sostenere le attività economiche in maniera redditizia.

Inoltre, la domanda deve anche essere anticipata dagli investimenti realizzati nella ricerca e nello sviluppo delle riserve, in modo che, considerato il lungo tempo che intercorre tra queste due fasi, il mercato possa essere servito. Come descritto sopra, negli ultimi trent'anni l'industria ha risposto esattamente in questo modo, nonostante il pessimismo che caratterizzava le previsioni di lungo termine del petrolio nei primi anni Settanta. Questa reazione ha fatto sì che negli ultimi anni Ottanta il rapporto riserve/produzione fosse di circa 40 anni, come evidenziato in tab. 1.

In questo contesto, non sorprende che ci sia stato solamente un anno a partire dal 1979 in cui le attività di esplorazione e sviluppo dell'industria non hanno consentito la piena ricostituzione dello stock di riserve, vale a dire il 1997. Questo fu l'anno in cui le dichiarazioni relative alle riserve fatte da un certo numero di paesi vennero ridimensionate dal «World Oil» a causa di dubbi riguardanti la recuperabilità del petrolio in un contesto di marcata flessione delle quotazioni. Ciò indica chiaramente che il normale processo economico di ricostituzione delle riserve sta funzionando in modo efficace. Qualsiasi

preoccupazione seria relativa al tasso di conversione delle risorse petrolifere mondiali in riserve sarebbe giustificato solo nel caso in cui per diversi anni consecutivi (diciamo un minimo di cinque o sei) la produzione annuale eccedesse gli incrementi annui lordi delle riserve.

C'è un argomento, più recentemente addotto da Campbell (1997), secondo il quale gli incrementi annuali delle riserve (che comprendono sia le nuove scoperte sia la rivalutazione delle riserve dei giacimenti già scoperti) non dovrebbero essere considerati nel rimpiazzo o nella ricostituzione dello stock di riserve. Tale ricostituzione dovrebbe, secondo Campbell, tener conto solo delle scoperte di quelle del tutto nuove, mentre gli incrementi che provengono dalla rivalutazione di scoperte precedenti dovrebbero essere retrodatate all'anno di scoperta del giacimento considerato. Ma questo non è un argomento solido.

Per quanto riguarda l'economia del petrolio, il 'perché e il per come' dello sviluppo delle riserve sono irrilevanti. Sono la loro consistenza e la loro dichiarata disponibilità a soddisfare il mercato in un determinato momento temporale a risultare essenziali in termini di equilibrio tra offerta futura e domanda futura. Quanto detto rende non valida, ai fini di una previsione dell'offerta, la natura delle serie storiche elaborate da Campbell (1997), nelle quali i dati sugli incrementi delle riserve da giacimenti già scoperti sono retrodatati all'anno di scoperta.

In base a questo procedimento, i giacimenti scoperti più di recente hanno avuto meno tempo per essere sottoposti al normale processo di rivalutazione rispetto ai giacimenti scoperti diversi anni (o addirittura decenni) prima, cosicché il confronto tra le riserve recuperabili nei campi scoperti da lungo tempo e quelle nei campi scoperti di recente perde di validità. Retrodatare le riserve col senno di poi, tenendo in considerazione lo sviluppo recente delle tecnologie per la valutazione e il loro recupero, e i significativi cambiamenti che hanno interessato i costi di produzione e i prezzi di mercato, è semplicemente inappropriato ai fini di una moderna valutazione economica dello sfruttamento petrolifero. Rende il passato più attraente di quanto in realtà non fosse per gli operatori economici dell'epoca, mentre il presente risulta essere meno interessante.

Per esempio, come viene evidenziato in fig. 2, le prospettive per l'industria nel 1950 dipendevano dall'esistenza, allora indicata, di circa 125 miliardi di barili di riserve accertate residue, in un momento in cui quasi 65 miliardi di barili erano già stati consumati, così che il volume delle riserve dichiarato all'epoca sembrava essere relativamente contenuto rispetto al tasso annuo di utilizzo, pari in quel periodo a 8 miliardi di barili. Ma venti anni più tardi, nel 1970, venne dimostrato che nei giacimenti scoperti al 1950 esistevano quasi 375 miliardi di barili di petrolio recuperabile residuo.

In seguito, passati altri vent'anni, fino al 1990, il grafico mostra che le riserve ancora da recuperare

dall'insieme dei giacimenti del 1950 erano ulteriormente aumentate di 50 miliardi di barili circa. In questo modo, la temuta incombente scarsità di petrolio avanzata da alcuni pessimisti negli anni Cinquanta, sostenuta sulla base dell'argomentazione che «circa la metà delle riserve petrolifere mondiali conosciute era già stata utilizzata» risultava completamente priva di fondamento (Odell, 1963).

Più di recente, con il riemergere nel 1995 dell'attuale allarmismo riguardo alla scarsità di petrolio (Campbell e Laherrère, 1998), venne argomentato dai nuovi 'Geremia' che circa 1.000 miliardi di barili (13,5 Gtep) di riserve accertate residue erano in grado di sostenere la crescita della produzione solo per altri quattro o cinque anni, in quanto da quel momento «metà del petrolio mondiale sarebbe stato consumato», così che le esili ipotesi di Hubbert, vale a dire che la produzione avrebbe dovuto cominciare a diminuire una volta che il 50% del petrolio conosciuto fosse stato consumato, sarebbero divenute applicabili (Deffeyes, 2001; Holtberg e Hirsch, 2003). Ma ciò non si è verificato, semplicemente perché si sapeva già che le riserve accertate dichiarate nel 1995 erano state significativamente sottostimate. Adesso si sa che i 1.060 miliardi di barili di riserve dichiarati nel 1995 erano prossimi ai 1.250, anche se il processo di rivalutazione delle riserve dichiarate al 1995 non è affatto concluso. Come mostrato in fig. 2, l'ultima rivalutazione delle riserve dichiarate nel 1995 sarà probabilmente superiore di 330 miliardi di barili nel 2020.

Ora che l'importanza della revisione, su un lungo periodo di tempo, delle riserve già scoperte è stata così chiaramente dimostrata, si può capire con chiarezza il motivo per cui il pessimismo dei decenni precedenti sul futuro del petrolio fosse totalmente ingiustificato. Oggi si stima che le riserve residue economicamente producibili dichiarate nel 1970, pari a circa 520 miliardi di barili, eccedano tale volume per oltre 300 miliardi di barili (v. ancora fig. 2). L'ammissione, nel 1970, dell'importanza del fenomeno della rivalutazione delle riserve provate avrebbe eliminato il pessimismo così ampiamente esternato (Odell, 1973); avrebbe potuto, a dire il vero, perfino impedire lo shock dei prezzi del petrolio del 1973-74 e, di conseguenza, tutto l'insieme di avverse conseguenze per l'industria petrolifera internazionale in particolare, e per l'economia mondiale in generale.

L'elevata probabilità che, al 2020, venga dimostrato che gli oltre 1.050 miliardi di barili di riserve provate dichiarati nel 2000 siano superiori ai 1.450 miliardi (come risultato dei fattori sopra enunciati) è un input altamente significativo per la valutazione delle prospettive dell'industria del petrolio convenzionale in un orizzonte temporale di un ventennio. Ancora più importante è il fatto che, anche senza alcuna ulteriore scoperta, il picco

della produzione annuale di petrolio convenzionale non si verificherà nel decennio corrente (come minacciato da Campbell, 1997) per ragioni connesse all'offerta; a meno che non si verifichi un collasso dei prezzi del petrolio tale da inficiare attività di produzione altrimenti profittevoli. In realtà è più probabile che possa essere il calo della domanda a determinare un prematuro picco della produzione mondiale di petrolio.

Tuttavia, indipendentemente da quanto siano abbondanti le riserve di petrolio convenzionale residue dichiarate allo stato attuale (dopo aver tenuto in debito conto la loro futura rivalutazione), queste ancora consentono una crescita della produzione solo per un periodo futuro limitato, vale a dire fino all'anno in cui una domanda stabilmente crescente avrà eroso il 50-60% circa delle riserve calcolate e aggiornate di giacimenti già scoperti. Da ultimo, quando verrà raggiunta questa fase nell'evoluzione dell'industria mondiale del petrolio convenzionale, le riserve residue dovranno indubbiamente essere 'risparmiate' per servire il mercato nel successivo periodo di produzione calante. Con circa 1.000 miliardi di barili di petrolio consumati nel 2004, quasi il 41% delle riserve mondiali attualmente accertate e riviste al rialzo è già stato estratto.

Senza ulteriori scoperte, quasi il 48% sarà stato consumato entro il 2010 e circa il 68% entro il 2020, assumendo in questo periodo un tasso di incremento medio annuo dei consumi dell'1,5%. Pertanto, senza un processo continuo di scoperta di giacimenti, la produzione di petrolio convenzionale raggiungerebbe il picco a metà del secondo decennio del 21° secolo.

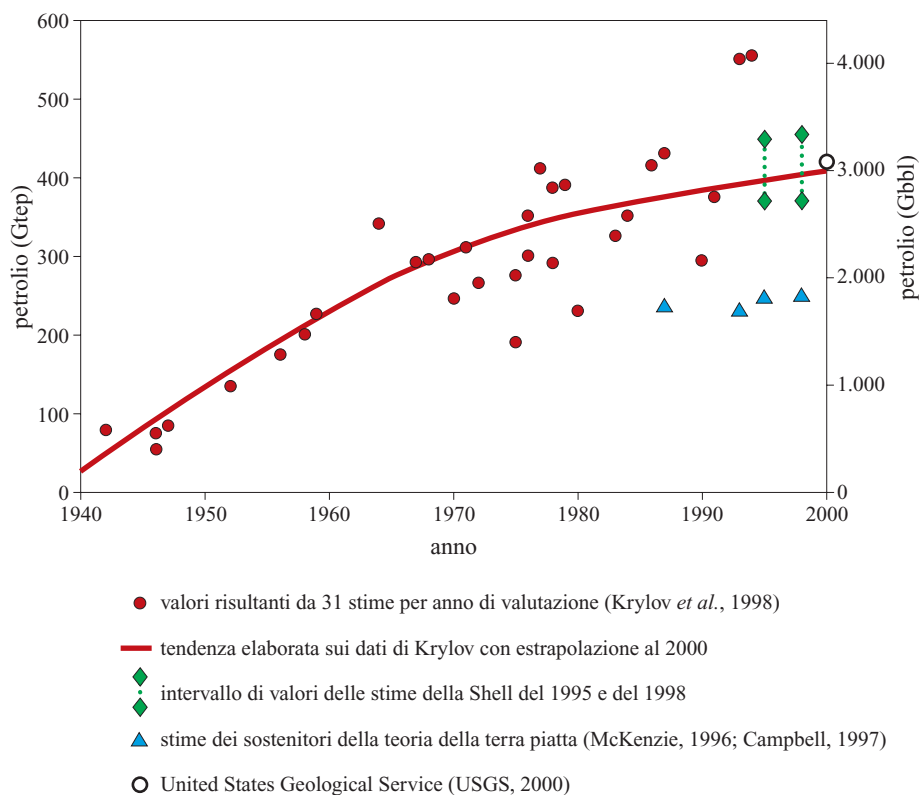
In altre parole, in termini non strettamente economici, in base ai quali il riconoscimento di una ormai prossima scarsità relativa porterebbe a un aumento di lungo periodo del prezzo di offerta e a una conseguente contrazione della domanda, le continue scoperte di nuovi giacimenti sono essenziali per garantire all'industria la capacità di sostenere un livello crescente di produzione mondiale a partire dal 2015. Queste prospettive sono analizzate nel seguito del capitolo.

Lo sfruttamento delle risorse ultime di petrolio convenzionale, 1940-2140

Come evidenziato in fig. 3, a partire dagli anni Quaranta si sono susseguite numerose stime relative all'ammontare di petrolio ultimo recuperabile. Nel 1940, si riteneva che il mondo avesse meno di 100 Gtep (733 miliardi di barili). Le stime delle risorse crebbero rapidamente alla fine degli anni Quaranta e per tutti gli anni Cinquanta e Sessanta in quanto l'industria petrolifera mondiale si espandeva non solo geograficamente, ma aumentava anche l'intensità del suo sviluppo.

Riguardo a questo ultimo aspetto, lo sviluppo più significativo si ebbe, naturalmente, in Medio Oriente, che venne esplorato su larga scala per la prima volta in

fig. 3. Valutazioni delle riserve petrolifere mondiali iniziali nel corso del tempo.



quel periodo. Nel 1970, le stime sulle risorse ultime di petrolio a livello mondiale si erano stabilizzate intorno ai 300 Gtep (2.200 miliardi di barili), suscitando così un serio timore di scarsità in un contesto in cui era opinione largamente diffusa che questo dato rappresentasse la verità assoluta circa la futura disponibilità di petrolio (Warman, 1972), benché questa fosse una visione di limitate prospettive messa in discussione da altri osservatori (Odell, 1973; Styrikovich, 1977; Odell e Rosing, 1980).

Tuttavia, a partire da quel momento, la crescita rapida della domanda di petrolio, dal 1950 al 1973 (mediamente del 7,5% l'anno), diminuì drasticamente e in modo così significativo da mettere in secondo piano la necessità, precedentemente percepita, di grandi volumi di approvvigionamenti futuri. Nel frattempo l'interesse sull'ammontare delle riserve ultime del Medio Oriente si affievolì in seguito alla nazionalizzazione delle compagnie petrolifere internazionali in numerosi paesi della regione. Si accrebbe invece l'interesse per una più intensa valutazione della ricchezza petrolifera in altre parti del mondo, sia nei paesi industrializzati sia in quelli in via di sviluppo (Odell, 1981).

Come ulteriormente indicato in fig. 3, le stime sulle riserve ultime recuperabili raggiungono oggi un livello ancora più alto (oltre 500 Gtep), anche se quattro recenti valutazioni restano al di sotto di 300 Gtep. Queste ultime forniscono una visione prospettica del tutto singolare, dato che un ammontare totale di 280 Gtep di petrolio è già stato prodotto o dichiarato come accertato.

Gli osservatori (definiti come *Flat earthers*, sostenitori della teoria della terra piatta nella legenda della fig. 3) responsabili di queste previsioni stanno, in sostanza, semplicemente riproponendo la screditata credenza nella proverbiale 'fine della storia' in voga negli anni Settanta, quando si pensava che quasi tutto il petrolio del mondo fosse già stato scoperto. Non ci sono, affermano costoro, altre regioni al mondo con un grande potenziale che non siano state esplorate; né intravedono una qualsiasi probabilità per l'industria petrolifera di incrementare in modo costante, attraverso continui progressi tecnologici, il tasso percentuale di estrazione del petrolio dai giacimenti conosciuti.

Questi pareri possono essere sintetizzati nella proverbiale 'teoria della terra piatta' in cui le scienze e le tecnologie utilizzate nella scoperta, nello sviluppo e nello sfruttamento del petrolio sono giunte ai limiti di quel mondo e stanno quasi per sprofondare nell'oblio (Hiller, 1997; Campbell e Laherrère, 1998; Deffeyes, 2001). È inconcepibile che tale ipotesi possa risultare corretta, data l'assenza totale non solo di indicatori della cessazione delle attività di ricerca e di esplorazione dell'industria petrolifera (Downey et al., 2001), ma anche di indicatori economici criticamente importanti che emergerebbero in un contesto di imminente scarsità di petrolio nel breve termine, vale a dire un incremento a lungo termine del prezzo reale della materia prima (Adelman, 1993; Lynch, 1999).

Tuttavia, riferendosi ancora alla fig. 3, si può vedere come tutte le stime elaborate a partire dal 1980 (con

la sola eccezione delle quattro previsioni dei sostenitori della teoria della 'terra piatta', si attestino ben al di sopra dei 300 Gtep (2.200 miliardi di barili), mentre quattro sono superiori ai 400 Gtep (3.000 miliardi di barili). Quest'ultima cifra era già il valore centrale dell'intervallo presentato nel 1995 dalla Shell nelle sue valutazioni sulle ultime riserve mondiali di petrolio convenzionale (Shell International Petroleum Company, 1995).

Ovviamente questa valutazione includeva il petrolio che all'epoca era già stato consumato (105 Gtep) e quello già accertato (146 Gtep). La Shell stimava altri «500-1.000 miliardi di barili (70-140 Gtep) di petrolio ancora da scoprire, più ulteriori 400-500 miliardi di barili (55-70 Gtep) che si prevedeva di recuperare dai giacimenti già noti attraverso una più estesa applicazione delle attuali e delle nuove tecnologie» (Shell International Petroleum Company, 1995). Questo fa sì che il range delle riserve ultime recuperabili arrivi a 2.700-3.300 miliardi di barili (365-450 Gtep). Le più recenti analisi della Shell del 1998 e del 2001 hanno sostanzialmente confermato le sue precedenti valutazioni sulle riserve ultime, mentre il Servizio Geologico degli Stati Uniti (United States Geological Service) nel suo voluminoso studio intitolato *World petroleum assessment*, che ha coinvolto in diversi anni di lavoro numerosissimi geologi, ha definito un valore medio della base di risorse petrolifere mondiali di 3.003 miliardi di barili (420 Gtep) (USGS, 2000; Groenveld *et al.*, 2002).

In generale, il punto medio delle stime della Shell così come quello definito dalla valutazione dell'USGS, e il punto medio calcolato tra la più alta e la più bassa di tutte le altre stime indicate nella fig. 3, è poco al di sopra dei 410 Gtep (approssimativamente 3.000 miliardi di barili). Questo era anche il valore medio dei volumi ultimi recuperabili a livello mondiale di petrolio convenzionale, che emergeva dalle analisi sul futuro del petrolio realizzate dall'autore del presente articolo assieme ai

suoi colleghi della Erasmus University di Rotterdam nei primi anni Ottanta (Odell e Rosing, 1980).

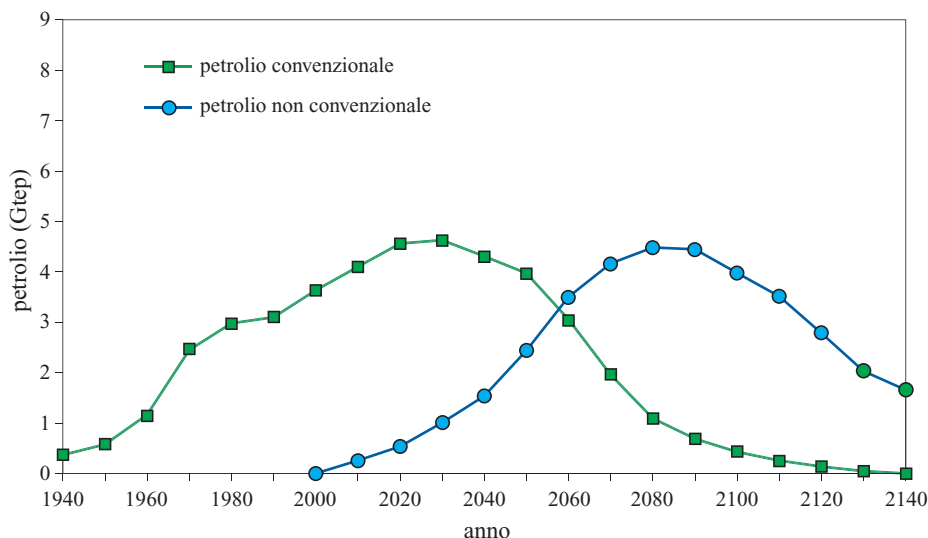
Questo dato fornisce dunque una stima generalmente e ampiamente condivisa sulla quale poter costruire una curva di sfruttamento del petrolio convenzionale del pianeta. Questa curva è evidenziata in **fig. 4** per il periodo compreso tra il 1940 (quando furono prodotti solo 0,34 Gtep di petrolio convenzionale) e il 2140, quando il faticoso 'ultimo' barile conveniente da produrre starà per essere estratto. Il grafico mostra un picco di produzione nel 2030 di 4,6 Gtep, rispetto alle circa 3,8 Gtep del 2004.

È così dimostrato che l'ulteriore espansione della produzione di petrolio convenzionale ha ancora davanti a sé venticinque anni. A quella data, la produzione raggiungerà il picco toccando un livello superiore del 20% agli attuali livelli di produzione. Ciò tiene conto di un tasso di crescita medio annuo delle estrazioni pari a circa l'1,2% fino al 2020 e, successivamente, di un suo rallentamento graduale nel successivo decennio fino al raggiungimento del picco produttivo nel 2030.

Le risorse petrolifere non convenzionali fanno il loro definitivo ingresso sul mercato

Trent'anni non costituiscono affatto un orizzonte di lungo termine per il futuro del petrolio; né il tasso annuo di crescita della produzione in precedenza indicato è molto diverso da quello registrato negli ultimi trent'anni. Tuttavia, il futuro del petrolio da adesso al 2030, e anche oltre, non dipenderà solamente dall'espansione della produzione proveniente dalla base di risorse di petrolio convenzionale descritte e discusse sopra, ma coinvolgerà anche la produzione di volumi significativi del cosiddetto 'petrolio non convenzionale', che può essere semplicemente definito come quel petrolio che deve essere ricavato da luoghi diversi dai giacimenti profondi, nei quali il petrolio si presenta in forma liquida, con una viscosità tale da renderne possibile la

fig. 4. Curve di produzione di petrolio convenzionale e non convenzionale (1940-2140).



fuoriuscita o il pompaggio in superficie (Martinez e McMichael, 1997; Meyer, 1997). In termini geologici e chimici, la distinzione tra petrolio convenzionale e petrolio non convenzionale non è affatto assoluta. In verità, gran parte di quest'ultimo è stata ottenuta dal primo per degradazione, con significativi cambiamenti nella composizione chimica del petrolio e, di conseguenza, anche nelle sue proprietà fisiche.

Inoltre, fintantoché l'interesse da un punto di vista economico per il petrolio non convenzionale riflette la capacità di ricavarne dei prodotti petroliferi utili (o dei sostituti molto simili a questi), non è strettamente necessario operare una distinzione tra petrolio convenzionale e non convenzionale. La disponibilità di prodotti ottenuti da quest'ultimo per servire i mercati petroliferi può essere vista come parte di un *continuum* di un processo di produzione del petrolio a lunghissimo termine.

In effetti essa non si differenzia rispetto ai modi in cui la produzione si è sviluppata nel passato, come, per esempio, nei seguenti sviluppi: nell'estrazione di greggi più pesanti da giacimenti convenzionali quando i miglioramenti della tecnologia hanno reso economicamente conveniente la loro produzione e raffinazione; nella conquista di giacimenti petroliferi in mare aperto, come nel Golfo del Messico, per integrare la produzione domestica del mercato statunitense che prima proveniva dai giacimenti su terraferma del Texas, della Louisiana e di altri Stati; nell'evoluzione della produzione di petrolio offshore del Mare del Nord per sostituire gli approvvigionamenti provenienti da altre parti del mondo e destinati ai mercati europei.

Questi cambiamenti relativamente recenti nei modelli di approvvigionamento sono avvenuti senza 'rottture' nell'ambito del continuo processo tecnologico dell'industria e della sua capacità di organizzare e finanziare lo sviluppo di nuove fonti di offerta (Odell, 1998). La maggior parte dei consumatori di petrolio non si è minimamente accorta di questi cambiamenti nella provenienza delle loro forniture. Lo stesso accadrà anche per il futuro passaggio alla produzione di petrolio non convenzionale.

È interessante rilevare che l'unico organismo dell'ONU che si occupa di petrolio *per se*, vale a dire l'UN Institute for Training and Research Centre for Heavy Crude and Tar Sands (UNITAR), è incerto circa la linea di demarcazione tecnica tra petrolio convenzionale e non convenzionale. L'importanza di questo fatto è ulteriormente accentuata dall'ubicazione (o forse è addirittura una funzione della stessa) dell'UNITAR nell'Alberta, in Canada, dove l'ultracinquennale industria petrolifera convenzionale è stata oggi integrata dalle operazioni commerciali più grandi al mondo per il recupero di petrolio non convenzionale (dalle *tar sands* di Athabasca). Queste stanno già producendo 500.000 barili al giorno di prodotti petroliferi e 500.000 di bitume (Meyer e Olsen, 1998; Verbicky, 1998; NEB, 2000; Williams,

2003). Inoltre, la maggior parte di queste operazioni viene condotta da compagnie le cui attività principali in altre zone del Canada e in altri paesi sono connesse alla produzione di petrolio convenzionale (e gas).

Un analogo processo di diversificazione da parte di compagnie omologhe è in corso anche in Venezuela, dove, negli ultimi anni, l'esperienza dell'industria statale è stata estesa dalla produzione di greggi pesanti a una prima produzione delle riserve presenti nella vasta fascia petrolifera del fiume Orinoco nella forma detta *orimulsion*, che richiede una diversa e innovativa tecnologia (Aalund, 1998). In altri termini, un equivalente processo senza 'rottture' nell'industria petrolifera venezuelana ha effettivamente già portato alla base iniziale di diversificazione dell'industria petrolifera tradizionale del paese verso la produzione di petrolio non convenzionale (Williams, 2003).

Le *tar sands* di Athabasca e la fascia petrolifera della regione dell'Orinoco sono ovviamente nuove fonti di petrolio non convenzionale, con le quali si può cominciare a integrare l'offerta di petrolio convenzionale.

Le stime del petrolio presente nelle due aree sono prudenzialmente valutate in 4.000 miliardi di barili, dei quali fino al 15% potrebbe essere estratto con la tecnologia attuale. Questo volume di petrolio non convenzionale recuperabile corrisponde già al 40-67% delle stime della Shell riguardanti gli incrementi attesi alle riserve mondiali di petrolio convenzionale. Ancora più significativo è il fatto che non meno di 178 miliardi di barili di petrolio non convenzionale nel Canada occidentale sono stati formalmente dichiarati riserve accertate nel 2002, il che comporta che il Canada oggi sia secondo solo all'Arabia Saudita in termini di ricchezza petrolifera.

L'aumento della conoscenza e il miglioramento tecnologico hanno già portato alla riduzione di oltre il 50% dei costi reali della produzione di petrolio non convenzionale. Così (in un contesto di prezzi in termini reali del petrolio, rimasti durante la prima decade del 21° secolo su livelli stabili o superiori rispetto a quelli della fine del 20° secolo) per il 2010 saranno in corso sviluppi su vastissima scala in Canada e in Venezuela. Sono inoltre noti rilevanti casi di petrolio non convenzionale in numerosi paesi, tra i quali il Brasile, la Cina, l'ex Unione Sovietica, l'India, il Madagascar, gli Stati Uniti e la Repubblica Democratica del Congo. Il loro sfruttamento non solo richiede condizioni in grado di attrarre ingenti capitali da investire e un'elevata esperienza tecnica, ma implica anche che vi sia un'effettiva necessità di tali sviluppi relativi al petrolio non convenzionale, allo scopo di soddisfare la domanda mondiale o regionale/nazionale.

Tuttavia, la perdurante assenza di una motivazione sufficientemente forte per effettuare una valutazione esaustiva e sistematica delle riserve ultime recuperabili di petrolio non convenzionale, in un contesto in cui le

forniture di petrolio convenzionale sono sufficienti a soddisfare una domanda che cresce lentamente fino al 2020, fa necessariamente venir meno l'utilità di tentare di definire la base di risorse mondiali non convenzionali in termini di riserve provate, probabili e di altro tipo.

Questa è la base più efficace sulla quale potrebbe essere costruita una curva di produzione potenziale di questo tipo di petrolio nel 21° secolo. In sua assenza, il meglio che possiamo fare è considerare deliberatamente una disponibilità futura contenuta di petrolio non convenzionale e, su questa, definire una curva di sfruttamento a partire dal 2000. Tale esercizio viene mostrato in fig. 4, dove si assume una base totale di risorse ultime recuperabili di petrolio non convenzionale pari a 3.000 miliardi di barili (400 Gtep). La curva che deriva da questo volume di risorse mostra una lenta crescita fino a un picco di produzione di 4,4 Gtep nel 2080: una produzione a quella data che è approssimativamente dello stesso ordine di grandezza (4,6 Gtep) del picco di produzione di petrolio convenzionale di circa cinquant'anni prima.

Per concludere, come mostrato in **fig. 5**, quando la curva di sfruttamento del petrolio non convenzionale è sommata a quella del petrolio convenzionale, allora si vede che, in primo luogo, l'offerta non convenzionale prende il sopravvento nella curva di produzione globale dopo il 2020 e che, in secondo luogo, essa spinge in avanti di altri trent'anni il picco di produzione totale, vale a dire fino al 2060, quando il livello della produzione mondiale di petrolio raggiungerà le 6,6 Gtep, quasi due volte quello attuale. Da quel momento in poi, questa produzione aggregata di petrolio convenzionale e non convenzionale entrerà in un lungo periodo di declino. Ciò nonostante, nel 2100 la somma delle produzioni di petrolio convenzionale e non convenzionale sosterrà

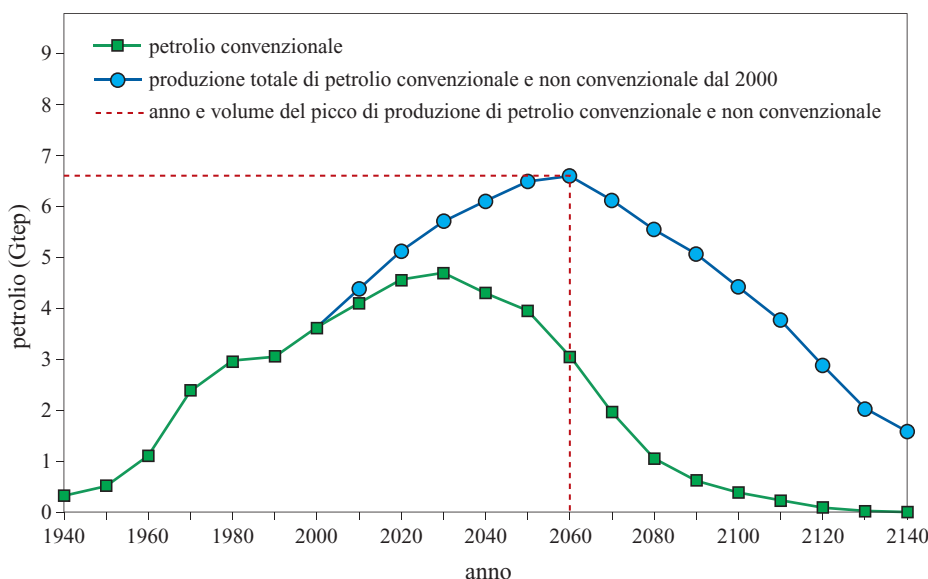
ancora un'industria petrolifera di dimensioni maggiori del 28% circa di quella del 2000.

In altre parole, siamo fiduciosi nel ritenere che grandi volumi di petrolio continueranno a essere offerti sul mercato energetico globale durante tutto il 21° secolo, ma l'espansione dell'industria probabilmente si arresterà intorno al 2060. Successivamente, considerate le stime fatte sulla disponibilità delle riserve, seguirà inevitabilmente un lento declino. Sembra più probabile, tuttavia, che questa limitazione dal lato della produzione rientrerà nell'ambito di un declino ben più marcato, causato dalla caduta della domanda di petrolio, in quanto il gas naturale e le fonti rinnovabili lo sostituiranno in un sempre maggior numero di usi finali.

L'offerta di petrolio, come sopra analizzata, è stata formalmente divisa nelle sue componenti convenzionale e non convenzionale. Abbiamo tuttavia precedentemente sostenuto che il petrolio verrà comunque fornito ai consumatori senza uno specifico riferimento alla sua origine. A dire il vero, la provenienza del petrolio disponibile cambierà da momento a momento e da luogo a luogo, e dipenderà da tutti quei fattori che ciascuno dei diversi fornitori di petrolio deve tenere in considerazione nel determinare i suoi programmi alla luce di circostanze in evoluzione.

Come mostrato in fig. 5, gli approvvigionamenti di petrolio convenzionale e non convenzionale possono essere visti come complementari per tutto il 21° secolo, ma soprattutto dopo il 2030, quando la produzione di petrolio non convenzionale crescerà fino a superare 1 Gtep l'anno (equivalente approssimativamente a 20 Mbbl/d). Sarà tuttavia solo negli anni Cinquanta del 21° secolo che il petrolio non convenzionale diverrà la componente più importante dell'offerta totale di petrolio.

fig. 5. Complementarietà delle produzioni di petrolio convenzionale e non convenzionale (1940-2140).



tab. 2. Contributo del petrolio all'offerta totale di idrocarburi (2000-2050 e 2100)

	OFFERTA TOTALE DI IDROCARBURI (Gtep)	OFFERTA TOTALE DI PETROLIO (Gtep)	QUOTA DEL PETROLIO SUL TOTALE (%)
2000	5,8	3,7	63,8
2010	7,1	4,3	60,6
2020	8,6	5,1	59,3
2030	10,5	5,6	53,3
2040	12,5	6,2	49,6
2050	14,1	6,5	46,1
2100	15,5	4,5	29,0

Ciononostante, nel corso dell'intero secolo, il contributo del petrolio all'offerta totale di idrocarburi scenderà progressivamente passando da una quota del 63,8% del 2000, ad appena il 29% nel 2100 (**tab. 2**). Ciò rifletterà in parte una riduzione della base di risorse, ma, per una parte più preponderante, è più probabile che ciò indichi un calo della domanda in quanto l'industria mondiale degli idrocarburi volgerà la sua attenzione (e dedicherà la maggior parte dei suoi investimenti) verso la produzione di gas naturale, sia per ragioni prettamente economiche sia per motivi ambientali. In tali circostanze, il mondo non esaurirà il petrolio né perderà la capacità di espandere la produzione oltre i limiti sopra indicati.

Questa fonte potrebbe, al contrario, essere estromessa dal mercato per via dell'accresciuta concorrenza da parte del gas, così che, come mostra la **fig. 6**, il contributo di quest'ultimo all'approvvigionamento globale di idrocarburi supererà già verso la fine degli anni Trenta del

21° secolo quello del petrolio. Subito dopo il 2060, come viene mostrato in **tab. 3** e in **fig. 7**, la quota del petrolio sull'offerta mondiale cumulativa di idrocarburi del 21° secolo sarà scesa al di sotto del 50%.

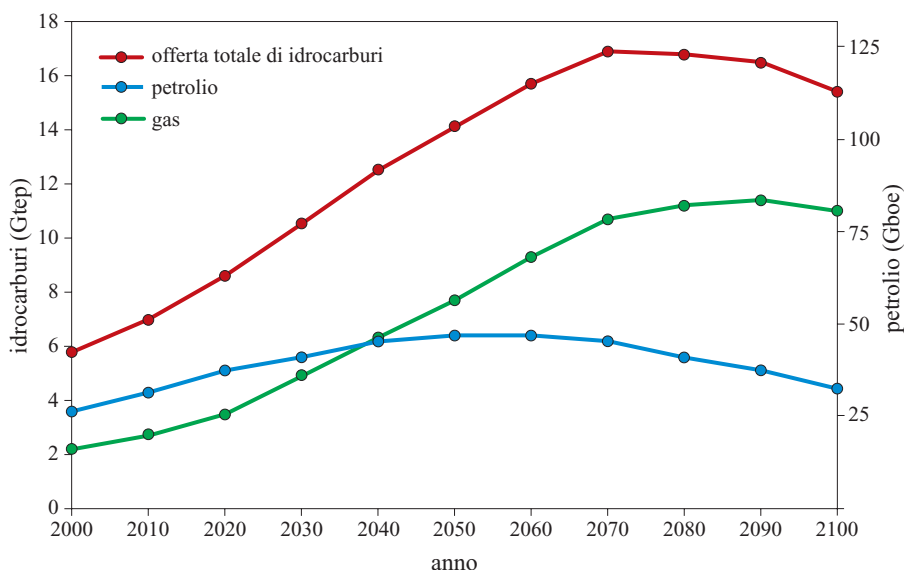
1.3.2 Gas naturale

Abbondanza di risorse

Dopo numerose previsioni errate dalla metà degli anni Settanta all'inizio degli anni Novanta, relative ad una importante espansione del gas naturale a breve termine, la produzione mondiale di gas naturale è davvero entrata in un periodo di espansione continua e significativa, per ragioni di carattere sia geopolitico sia ambientale (vale a dire, rispettivamente, la diversificazione per affrancarsi dalla dipendenza energetica dal petrolio del Medio Oriente e le ridotte emissioni di CO₂ rispetto ad altri combustibili che contengono carbonio).

A dire il vero, nell'ultimo decennio del 20° secolo, la produzione mondiale di gas (e il consumo) è cresciuta quasi del 50%, più velocemente di quella dell'energia nel suo complesso, nonostante un tasso medio annuo di crescita di appena il 2,1%. Nei primi 5 anni del 21° secolo, il tasso di crescita è aumentato al 2,5% l'anno. Questo sviluppo sembra alla fine smentire le opinioni precedenti, ben definite e ampiamente condivise, secondo le quali la base di risorse di gas naturale e/o i mercati energetici che il gas potrebbe servire sono troppo limitati per rendere possibile la sua affermazione come terza significativa fonte energetica insieme al carbone e al petrolio (Marchetti, 1978; IGU, 1997; Odell, 1998).

Così, nel 2000, il gas contribuiva per quasi il 24% al consumo energetico globale: circa il 2,5% in meno della quota del carbone. Le aspettative di una sua continua espansione in termini assoluti e relativi sono adesso

fig. 6. Offerta di petrolio e gas nel 21° secolo.

tab. 3. Contributi cumulativi di petrolio e gas naturale all'offerta di energia nel 21° secolo

PERIODO	PETROLIO E GAS ACCUMULATI (Gtep)	PETROLIO ACCUMULATO (Gtep)	QUOTA DEL PETROLIO SUL TOTALE ACCUMULATO (%)	QUOTA DEL PETROLIO NEI DECENNI INDICATI (%)
1860-2000	176	120	68,2	–
2001-2010	65	40	61,5	61,5 (01-10)
2001-2020	150	91	60,7	60,5 (11-20)
2001-2030	245	145	59,0	56,2 (21-30)
2001-2040	365	206	56,5	51,6 (31-40)
2001-2050	495	266	53,7	46,3 (41-50)
2001-2060	645	330	51,1	42,7 (51-60)
2001- 2070	810	393	48,5	38,3 (61-70)
2001-2080	950	443	46,6	34,9 (71-80)
2001-2090	1.085	485	44,7	32,0 (81-90)
2001-2100	1.215	522	42,9	28,0 (91-00)

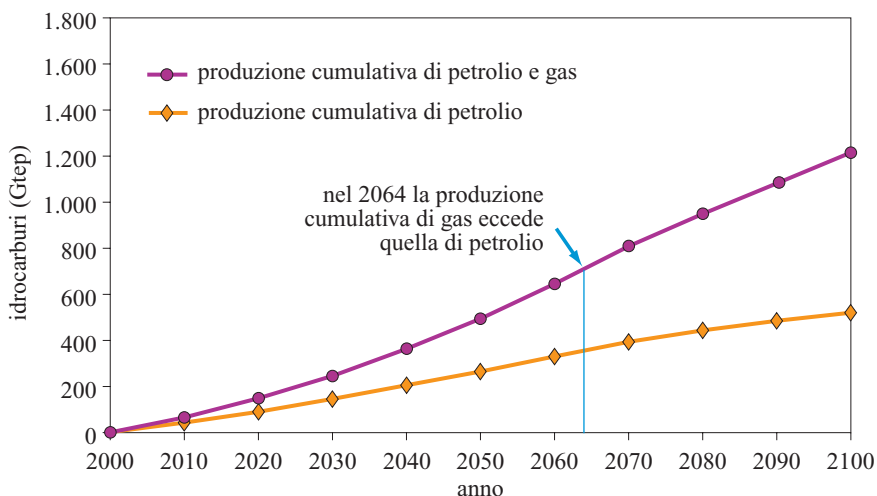
generalmente condivise (Odell, 1998; Shell International Petroleum Company, 2001; *Natural gas* [...], 2002; *New hydrocarbon* [...], 2002; Adelman e Lynch, 2003).

Unitamente alla crescita della domanda si è verificata una crescita anche più rapida delle riserve accertate, da 57 Gtep nel 1975 a circa 160 nel 2004. Tenuto conto di una produzione di circa 49 Gtep nello stesso periodo, questo significa che in trent'anni le riserve scoperte sono più che triplicate. Il rapporto riserve/produzione (basato su una produzione annua corrente di circa 2,4 Gtep) è cresciuto, nel medesimo periodo, da 34 a 67 anni. La produzione di gas è cresciuta in tutte le maggiori regioni eccetto che nelle Repubbliche dell'ex Unione Sovietica, così come le riserve accertate residue sono aumentate ovunque tranne che nell'America Settentrionale. In breve,

tutti i principali indicatori segnalano l'espansione del gas come un fatto normale, con una solida aspettativa che il processo continuerà (Thackeray, 2002; IGU, 2003a).

La preoccupazione riguardo alla futura disponibilità di gas a livello globale non è ancora diventata una questione significativa (Delahaye e Grenon, 1983), in acceso contrasto con le numerose preoccupazioni percepite in passato circa l'adeguatezza delle risorse petrolifere mondiali (si veda sopra). Di recente, tuttavia, sono emersi timori riguardo alla continuità delle disponibilità di approvvigionamento in tre regioni, vale a dire Stati Uniti, Europa occidentale e Repubbliche dell'ex Unione Sovietica.

Negli Stati Uniti questi timori hanno una qualche giustificazione, data la maturità dell'industria (nata nei primi anni del 20° secolo) e il basso rapporto riserve/

fig. 7. Produzione cumulativa di petrolio e gas nel 21° secolo.

produzione (leggermente al di sotto dei 10 anni) con cui l'industria ha operato per quasi 20 anni. La recente rivalutazione delle vecchie aree di produzione del gas e le nuove scoperte di riserve soprattutto in mare aperto hanno, tuttavia, convertito l'iniziale pessimismo in un moderato ottimismo per la continua crescita sia delle riserve che della produzione annuale (*Natural gas* [...], 2002).

In effetti, l'attuale livello della produzione si sta riavvicinando al precedente record storico, toccato oltre 30 anni fa, nel 1972. Tuttavia, il paese deve attualmente importare oltre 100 miliardi di m³ (90 Mtep) al fine di soddisfare una domanda in rapida crescita (nonostante dal 1990 i prezzi del gas siano più che triplicati). Le implicazioni che ne derivano sul futuro dell'industria del gas statunitense nel 21° secolo sono discusse nel cap. 9.2.

Nell'Europa occidentale, i ricorrenti timori di scarsità di gas vennero presi in considerazione così seriamente nella seconda metà degli anni Settanta (in un momento in cui la produzione interna era agli inizi) che la Commissione Europea pose dei limiti all'uso del gas per la generazione elettrica. Allo stesso tempo i Paesi Bassi, che all'epoca erano il primo produttore di gas in Europa, proibirono qualsiasi esportazione addizionale. Più tardi, anche Regno Unito e Norvegia ridussero deliberatamente la produzione. Tuttavia i timori erano completamente irrazionali, dato che si basavano su assunzioni non corrette, quali, in primo luogo, che l'offerta di gas fosse anelastica al prezzo e, secondariamente, che le riserve provate interne, basate su uno sfruttamento molto limitato delle province potenzialmente ricche di gas dell'Europa nordoccidentale, esaurissero completamente il quadro delle possibilità future dell'offerta. In realtà, erano la limitatezza della domanda e le inappropriate politiche governative che, rendendo gli investimenti per lo sviluppo dell'upstream non interessanti e non remunerativi, inibivano l'esplorazione e lo sfruttamento del gas (Odell, 1988). La congiuntura e le prospettive hanno avuto, tuttavia, un'inversione di tendenza a partire dal 1990, con un risultante incremento della produzione dell'Europa occidentale superiore al 50%. Ciononostante, persiste la tendenza per i paesi interessati (eccetto la Norvegia) a fornire una valutazione prudente delle riserve e prospettive, cosa che induce i responsabili delle decisioni di politica energetica a considerare poco saggia un'elevata dipendenza dal gas (Odell, 1995, 2001-2002b).

Un elemento degno di nota nell'ambito della situazione politico-economica profondamente cambiata, a seguito del collasso dell'Unione Sovietica, è stato il mantenimento delle dichiarazioni circa le riserve accertate di gas naturale nelle Repubbliche dell'ex Unione Sovietica, e segnatamente in Russia, le cui riserve costituiscono oltre l'80% del totale dell'area. Questo ammontare di riserve è stato raggiunto nonostante i traumi politici ed economici che hanno interessato i nuovi paesi indipendenti dell'ex

Unione Sovietica, e il contestuale calo della loro domanda interna di gas naturale (da 666 miliardi di m³ nel 1991 a un minimo di 464 miliardi di m³ nel 1999), come conseguenza di tali problemi. Il rapporto riserve/produzione per l'ex Unione Sovietica nel suo complesso è ora superiore ai 77 anni, ben oltre la media mondiale di 67 anni.

Dati questi scenari, nel 2000, dei tre mercati mondiali più importanti relativamente a produzione e consumo, si può dire che il gas naturale, in una valutazione del suo futuro di lungo termine, svolgerà il suo ruolo nel 21° secolo partendo da una base molto più favorevole di quella del petrolio. Le riserve mondiali accertate di gas, semplicemente in base a quanto dichiarato (ma senza tenere in considerazione l'inevitabile apprezzamento che emergerà dal continuo sviluppo dell'industria), potrebbero consentire un incremento della produzione mondiale di circa il 3% l'anno per oltre 25 anni. Anche così, circa un terzo delle riserve attualmente accertate rimarrebbe ancora inutilizzato al 2030.

Qualche anno prima di quella data, ovviamente, la capacità continua di crescere della produzione convenzionale di gas dipenderà dalle riserve addizionali che sono state nel frattempo scoperte, ma questa è già una prospettiva certa (Cornot-Gandolphe, 1995; USGS, 2000).

In effetti, sono ampiamente e generalmente attesi ampi volumi di riserve incrementali in quanto la maggior parte delle aree di produzione del gas esistenti sono state sviluppate relativamente di recente, e quindi restano aree in cui continui investimenti addizionali in esplorazione e produzione rimarrebbero relativamente a basso costo. Esistono, inoltre, altre grandi regioni potenzialmente produttive, sia in terraferma sia in mare aperto, ancora interamente o quasi del tutto inesplorate. L'attuale range di stime di gas convenzionale recuperabile, riportato in **tab. 4**, mostra che 238 Gtep sono state consumate o classificate come riserve provate agli inizi del 2005, e che sono previste altre 198-303 Gtep di riserve addizionali. Per alcune regioni, si tratta di valutazioni «estremamente prudenti», così che «le riserve addizionali potrebbero eccedere il totale mostrato in tabella» (IGU, 2003b). In realtà, lo United States Geological Survey nella sua recente ed esaustiva valutazione su scala mondiale delle residue risorse convenzionali di gas naturale ancora non scoperte è arrivato a un valore medio di quasi 400 Gtep (USGS, 2000).

Nel disegnare una curva di produzione mondiale per lo sfruttamento dei volumi di gas indicati (**fig. 8**), devono pertanto essere fatte due assunzioni:

- in primo luogo, che l'offerta di gas aumenterà a un tasso tale da garantire che il tasso di crescita combinato del consumo di idrocarburi (petrolio e gas) verrà soddisfatto. Ciò richiederà un tasso di incremento dell'offerta di gas superiore al 2% l'anno per la prima metà del secolo, e successivamente un tasso di crescita progressivamente più basso fino al 2140;

tab. 4. Riserve e risorse mondiali di gas convenzionale, per area e per percentuale di sfruttamento al 2005 (Gtep)

AREA	PRODUZIONE	RISERVE PROVATE	STIME DELLE RISERVE ADDIZIONALI	RISERVE ULTIME RECUPERABILI	PERCENTUALE DI ESAURIMENTO DELLE RISERVE
America Settentrionale	28,8	6,9	30-52	66-88	da 32,6 a 43,6
America Centrale e Meridionale	3,6	6,4	7-22	17-32	da 11,3 a 21,1
Europa (esclusa ex URSS)	8,8	4,7	5-14	18-28	da 31,4 a 48,9
Repubbliche ex URSS	20,1	52,5	96-110	168-183	da 10,9 a 12,0
Medio Oriente	5,2	65,5	29-50	100-121	da 4,3 a 5,2
Africa	2,8	12,7	5-14	21-30	da 9,3 a 13,3
Asia-Pacifico (esclusa ex URSS)	5,2	12,8	26-41	44-59	da 8,8 a 11,8
TOTALE	76,5	161,5	198-303	436-540	da 14,2 a 17,7

Fonte: WEC/IIASA, 1995; Rogner, 1996; BP, 2001; IGU, 2003b.

- in secondo luogo, che la curva di crescita del gas naturale convenzionale persisterà fino a che si arriverà a utilizzare circa il 40% del valore centrale dell'intervallo delle riserve ultime recuperabili, vale a dire entro la fine degli anni Trenta del 21° secolo. Successivamente, la pendenza della curva diminuirà gradualmente sotto la pressione di una crescente riduzione delle riserve, fino al raggiungimento del picco di produzione di gas convenzionale negli anni Cinquanta del 21° secolo.

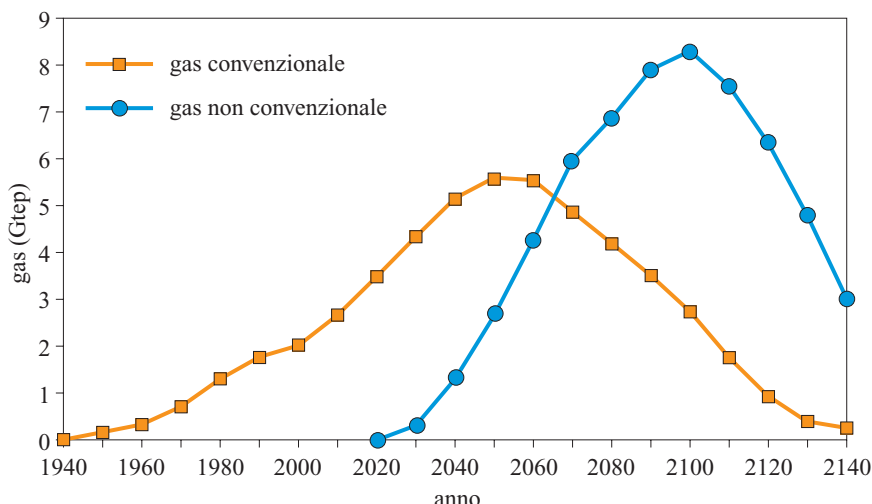
A quella data, delle 480 Gtep (valore medio dell'intervallo mostrato in tab. 4) di riserve mondiali ultime recuperabili di gas convenzionale ne saranno state consumate circa 240. Come mostrato in fig. 8, inizia in quel momento il declino della curva e al 2100 l'offerta di gas convenzionale sarà scesa a meno della metà del picco raggiunto

nella metà del 21° secolo. Alla fine del secolo, la base di risorse ultime così come attualmente definita risulterà consumata per circa il 90%.

Dati i risultati di queste valutazioni sulle prospettive future di offerta di gas naturale convenzionale è evidente che il mantenimento di una crescente disponibilità di idrocarburi per tutta la seconda metà del 21° secolo dipenderà dallo sfruttamento delle riserve di gas non convenzionali (Delahaye e Grenon, 1983).

La disponibilità potenziale di queste ultime, anche nel recente passato, è stata solo limitatamente valutata, così limitatamente, a dire il vero, che non figuravano affatto nella presentazione dell'IGU (International Gas Union) del 1997 in materia di prospettive mondiali del gas (IGU, 1997), eccetto che per una non specificata componente nei dati riguardanti le riserve di gas dell'America Settentrionale

fig. 8. Curve di produzione di gas convenzionale e non convenzionale (1940-2140).



(e pertanto inclusa come elemento non conosciuto nel dato sulle riserve addizionali di gas per quella regione in tab. 4). Per la maggior parte del resto del mondo, il potenziale di recupero del gas dai luoghi non convenzionali (vale a dire il metano associato al carbone, il gas da formazioni compatte, da scisti bituminosi e quello rimanente *in situ* dopo la produzione convenzionale) non è ancora diventato una questione rilevante per via della vastità delle riserve residue di gas convenzionale rispetto ai livelli di domanda attesi nella prima metà del 21° secolo.

Esistono pertanto solo dati ipotetici sulla base mondiale di risorse non convenzionali di gas. Un siffatto insieme di dati è stato estrapolato dall'approfondito studio condotto dall'IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) di Vienna nella metà degli anni Novanta, intitolato *Global energy perspectives to 2050 and beyond* (WEC/IIASA, 1995). Questo indicava un range di risorse potenzialmente recuperabili di 779-948 Gtep, di cui 138 già note e considerate tecnicamente ed economicamente recuperabili. Come mostra la **tab. 5**, le risorse di gas non convenzionale sono geograficamente

distribuite in tutti i continenti del mondo (eccetto l'Antartide che non è incluso nell'analisi).

Lo studio conteneva anche stime di possibili risorse di gas negli idrati, con dati regionali e globali, come ancora evidenziato in tab. 5. Queste cifre sono enormi (rispetto alle altre risorse di gas non convenzionale, e in misura ancora maggiore rispetto alle prospettive del gas convenzionale), ma sono state successivamente contestate (USGS, 2001; Cherkashov e Soloviev, 2002). Maggiore attenzione è riservata nel prosieguo del presente lavoro allo sfruttamento di queste risorse in futuro.

Produzione potenziale

Allo scopo di costruire un modello di curva di offerta del 21° secolo, viene stabilito che la produzione di gas non convenzionale si avvierà nel momento in cui (attorno al 2020) quella di gas convenzionale potrebbe richiedere qualche integrazione, così da ottenere una disponibilità di gas sufficiente a sostenere un tasso annuo di crescita dell'offerta complessiva di idrocarburi più o meno pari al 2%. Si noti che questa è una visione pessimistica relativamente al momento in cui si comincerà a consumare gas non convenzionale, dato che negli Stati Uniti ne sono già stati estratti volumi significativi, soprattutto da depositi carboniferi (*Gas [...]*, 2003), riflettendo il fatto che più del 24% dell'attuale consumo di gas a livello mondiale è concentrato in quel paese.

Tuttavia, l'ammontare globale di gas non convenzionale che verrà prodotto nel breve-medio termine sembra essere con buone probabilità contenuto, a causa della concorrenza esercitata dalla produzione di gas convenzionale a più basso costo. È pertanto probabile che bisognerà attendere il secondo quarto del 21° secolo prima che la produzione di gas non convenzionale sia grande abbastanza da incidere in modo significativo sulla forma delle curve di produzione riportate nella fig. 8 e nella **fig. 9**. È tuttavia ragionevole assumere che una volta che la tecnologia di produzione di gas dai depositi carboniferi e da altri luoghi non convenzionali sarà stata perfezionata negli Stati Uniti, si diffonderà rapidamente nelle altre aree che dispongono di un potenziale significativo (USGS, 2001; *Coal bed [...]*, 2003). Questo sviluppo porterà, da quel momento in poi, a una rapida espansione della produzione, ipotizzando che la domanda di gas naturale continui a crescere (come abbiamo previsto) e che i prezzi dell'energia rimangano alti abbastanza da giustificare l'investimento richiesto (come abbiamo sostenuto). Questo processo di crescente sfruttamento intensivo ed estensivo di gas non convenzionale comincerà, riteniamo, negli anni Venti del 21° secolo (prima negli Stati Uniti e in Cina).

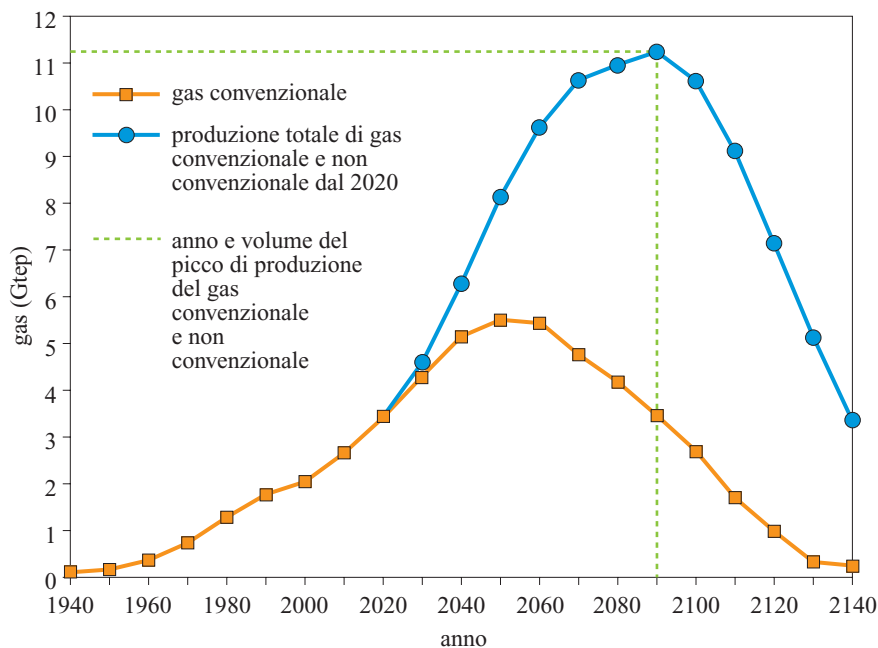
Come mostra la fig. 9, il gas non convenzionale, nell'intervallo compreso tra il 2020 e il 2050, integrerà l'offerta di gas convenzionale il cui tasso di crescita andrà progressivamente rallentando. Dopo il 2050, quando gli

tab. 5. Risorse mondiali di gas non convenzionale per area (Gtep)

AREA	METANO ASSOCIATO AL CARBONE, GAS DA FORMAZIONI COMPATTE, DA SCISTI BITUMINOSI E RESIDUI DA PRODUZIONE CONVENZIONALE	IDRATI* E GAS GEOPRESSURIZZATI
America Settentrionale	210-230	6.089
America Centrale e Meridionale	87-95	4.567
Europa (esclusa ex URSS)	32-40	761
Repubbliche ex URSS	139-181	4.186
Medio Oriente	86-112	190
Africa	27-32	381
Asia-Pacifico (esclusa ex URSS)	198-258	2.474
TOTALE	779-948	18.647

* Una più recente valutazione (Cherkashov e Soloviev, 2002) stima le risorse mondiali di idrati potenzialmente recuperabili corrispondente a un livello pari all'8-10% del totale stimato in questa colonna, ma non viene fornita una ripartizione regionale. Fonte: Rogner, 1996.

fig. 9. Complementarietà delle produzioni di gas convenzionale e non convenzionale (1940-2140).



approvvigionamenti di gas convenzionale cominceranno a scendere, le riserve non convenzionali e la loro produzione potenziale saranno diventate abbastanza consistenti da consentire alla produzione complessiva di gas di continuare a crescere. Pertanto, si prevede che il gas non convenzionale diventerà la componente prevalente dell'offerta complessiva a metà degli anni Sessanta del 21° secolo.

Assumendo che le ultime riserve recuperabili di gas non convenzionale ammontino a 650 Gtep, il che equivale all'80% del limite inferiore di 780 Gtep dell'intervallo di risorse definito dall'IIASA (come viene mostrato in tab. 5), ed escludendo in questo modo qualsiasi recupero di gas da gas geopressurizzato e dagli idrati, allora la produzione raggiungerà un 'inevitabile' picco verso la fine del 21° secolo (v. ancora fig. 8), quando la sua offerta cumulata raggiungerà circa le 340 Gtep; questo ammontare corrisponde al 50% del livello definito delle ultime riserve recuperabili.

Al contempo, come mostrato in fig. 9, anche il picco della produzione totale di gas convenzionale e non convenzionale si verificherà nel 2090, con una produzione cumulata nel periodo 2001-90 di circa 650 Gtep. Tuttavia, più di 50 anni prima di tale data, nel 2030, il contributo annuo del gas all'offerta mondiale di energia supererà quello del petrolio, come mostrato in fig. 6; mentre entro il 2064 il consumo cumulato di gas eccederà quello di petrolio (v. ancora fig. 7).

Di maggiore importanza, tuttavia, è la persistente capacità del gas naturale di sostenere fino al 2080 l'incremento annuo dell'offerta di idrocarburi richiesto dal tasso di crescita della domanda di energia, previsto per quella data in calo. Pertanto non esiste una significativa

reale inadeguatezza della disponibilità di idrocarburi a soddisfare la domanda complessiva, eccetto forse nell'ultimo decennio del secolo con il declino, dopo il 2090, del picco produttivo di gas naturale (v. ancora fig. 9). Anche ciò potrebbe essere evitato, tuttavia, data la probabilità che si rendano disponibili quantità aggiuntive di gas nella seconda metà del secolo con l'avvio dello sfruttamento degli idrati (Lowrie e Max, 1999; Gas [...], 2000). Una simile nuova fonte di approvvigionamento sarebbe tuttavia ben poca cosa rispetto alle 18.647 Gtep di queste risorse indicate in tab. 5. Anche un ammontare compreso tra 1.600 e 2.000 Gtep, indicato da recenti stime, più basse del 90%, delle riserve sfruttabili di gas da idrati (Cherkashov e Soloviev, 2002) sarebbe solo limitatamente utilizzato, a integrazione del gas prodotto da fonti convenzionali e da altre fonti non convenzionali, da una domanda di questo tipo di gas che alla fine del 21° secolo è appena superiore ai 350 Gtep.

Ulteriori 50 anni o più di continui progressi scientifici e di affinamento delle capacità ingegneristiche per la produzione di gas da idrati (Carroll, 2003) sembrerebbero costituire un arco di tempo più che sufficiente per consentire a una piccola parte delle 70 regioni del mondo che possiedono questo potenziale energetico sul fondo del mare (Cherkashov e Soloviev, 2002) di sfruttarlo a livello commerciale, colmando così il deficit di offerta di idrocarburi della fine del 21° secolo, rivelato dalle summenzionate analisi.

Il gas naturale: una fonte a ridotto impatto ambientale

A differenza del petrolio, la produzione e il trasporto di gas non hanno causato problemi ambientali

in termini di effetti dannosi sulle condizioni paesaggistiche e marittime. Le esplosioni e i conseguenti incendi costituiscono ovviamente un pericolo per la vita, ma non si sono verificati di frequente. Mentre un aumento della produzione e del consumo di gas convenzionale a un livello pari a circa tre volte quello attuale accentuerebbe i problemi di cui sopra, appare improbabile che ciò produca ripercussioni sugli approvvigionamenti tramite gasdotti, eccetto che su base temporanea e in particolari luoghi.

Una maggiore preoccupazione proviene tuttavia dalla rapida crescita odierna del commercio internazionale di gas allo stato liquefatto (GNL, Gas Naturale Liquefatto), trasportato attraverso l'utilizzo di navi metaniere che solcano gli oceani. Simili movimenti e i relativi impianti di liquefazione/carico e scarico/rigassificazione sono inevitabilmente più pericolosi e necessiteranno di essere più strettamente monitorati e regolati di pari passo con l'espansione dei volumi. I movimenti annui correnti sono inferiori alle 0,15 Gtep (rispetto alle 0,4 Gtep del gas trasportato a mezzo di gasdotti), ma si prevede che questi aumenteranno di circa tre volte entro il 2025, e nell'ultimo decennio del 21° secolo potrebbero rappresentare più del 10% degli approvvigionamenti annui previsti di gas naturale, pari a circa 10 Gtep, richiesti dai mercati mondiali (Quinn, 2000; Jensen, 2003).

Nonostante il crescente uso a livello mondiale di energia contenente carbonio nel 21° secolo, l'enorme

sostituzione di carbone e petrolio con il gas naturale limiterà il tasso di crescita delle emissioni di CO₂ di origine antropogenica di uno stimato 15% circa, rispetto alle emissioni che si sarebbero verificate se i contributi percentuali dei tre combustibili sull'offerta totale di energia fossero rimasti uguali all'anno 2000. Questa riduzione percentuale delle emissioni di CO₂ che deriva dal mutamento del mix di combustibili contenenti carbonio verrà, inoltre, ulteriormente accresciuta dai sempre più attesi e riusciti processi di cattura del CO₂, tesi a non permetterne la dispersione nell'atmosfera (Freund, 2002; Torp, 2002; Moritis, 2003). Di conseguenza, sembra poco probabile che le complessive emissioni di CO₂ derivanti dall'uso di energia contenente carbonio nel 2100 risulteranno di molto superiori al doppio del loro livello del 2000.

Le più basse emissioni di CO₂ prodotte dal gas per unità di energia consumata rispetto al carbone e al petrolio rendono il gas il combustibile preferito (EIA, 1994; Gregory e Rogner, 1998; Freund, 2002; *Natural gas* [...], 2002; *New hydrocarbon* [...], 2002; Jean-Baptiste e Ducroux, 2003).

Pertanto, la maggior parte dei paesi industrializzati ha già dichiarato un grande incremento del consumo di gas, come principale mezzo attraverso il quale poter soddisfare i propri obiettivi di più basse emissioni sulla base dei vincoli imposti dal Protocollo di Kyoto. Anche molti paesi in via di sviluppo considerano il maggiore impiego di gas come il principale strumento non solo per rendere le loro città più pulite, ma anche per ottenere una più generosa assistenza nello sviluppo in cambio di più basse emissioni di CO₂ (Bartsch e Müller, 2000; IEA, 2002; Paik, 2002; Chow, 2003).

Le implicazioni per il 21° secolo di questa preferenza stabilmente crescente per il gas naturale (perfino superiore a quella per il petrolio) sono mostrate in **fig. 10**. L'offerta di gas supera quella di petrolio negli anni Quaranta e nell'ultimo decennio del secolo rappresenta circa il 73% dell'offerta mondiale di idrocarburi. Tuttavia, il metano stesso è un gas a effetto serra che, quando viene rilasciato nell'atmosfera, è circa quattro volte più dannoso del CO₂ su base unitaria, generando pertanto preoccupazioni circa il suo contributo al cambiamento climatico e all'aumento dei livelli del mare.

Volumi significativi di gas possono essere dispersi nell'atmosfera durante le operazioni di produzione, mentre le perdite dai gasdotti sono un grave problema in alcuni paesi, principalmente nelle Repubbliche dell'ex Unione Sovietica (Van de Vate, 1997). Sistemi ingegneristici più efficaci e sistemi operativi migliori saranno sempre più necessari in quanto i volumi dell'offerta di gas aumenteranno di oltre 5 volte nel corso del secolo, soprattutto poiché gran parte di questo incremento deriverà da produzione e trasporto di gas in paesi senza una grande e consolidata esperienza industriale, per esempio, in America Latina e nelle regioni dell'Asia-Pacifico. Non

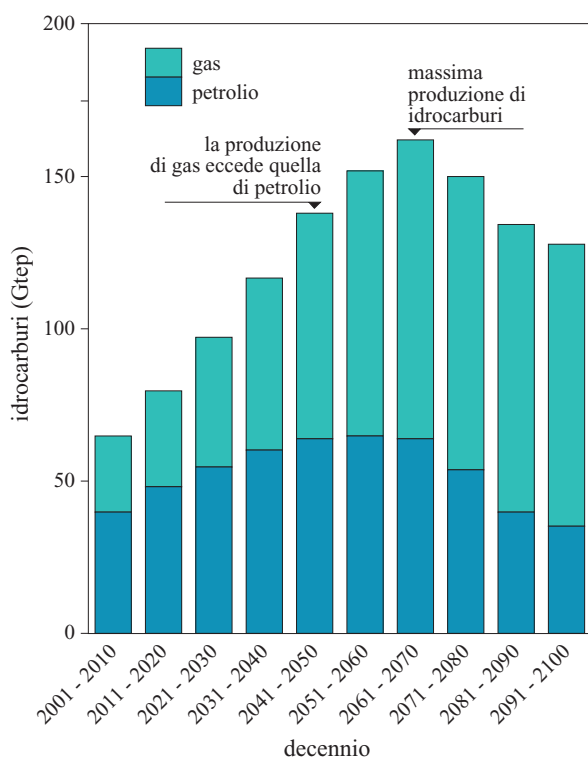


fig. 10. Offerta di petrolio e gas nel 21° secolo, per decenni.

raggiungere standard abbastanza elevati nel prevenire le emissioni di metano potrebbe, a tempo debito, produrre un vincolo istituzionale sulla produzione di gas, l'impatto del quale potrebbe anche diventare grande abbastanza da attenuare l'andamento crescente della curva di offerta mostrata in fig. 9.

Solo in circostanze estreme, tuttavia, è possibile considerare seriamente un vincolo ambientale sulla produzione e sul consumo di gas, come nel caso invece del carbone e del petrolio.

Bibliografia citata

- AALUND L.R. (1998) *Technology and money unlocking vast Orinoco reserves*, «Oil & Gas Journal», October, 49-72.
- ADELMAN M.A. (1993) *The economics of petroleum supply. Papers*, Cambridge (MA), MIT Press.
- ADELMAN M.A., LYNCH M.C. (2003) *Natural gas supply to 2100*, Hoersholm, International Gas Union.
- BAQUI M., SALERI N. (2004) *Fifty-year crude oil supply scenarios*, Washington (D.C.), CSIS.
- BARTSCH U., MÜLLER B. (2000) *Fossil fuels in changing climate. Impacts of the Kyoto Protocol and developing country participation*, Oxford, Oxford University Press.
- BP (British Petroleum) (1979) *Oil crisis... again?*, London, BP Policy Review Unit.
- BP (British Petroleum) (1971-2005) *Statistical review of world energy*, London, BP.
- CAMPBELL C.J. (1997) *The coming oil crisis*, Brentwood, Multi-Science Publishing.
- CAMPBELL C.J. (2003) *The essence of oil and gas depletion*, Brentwood, Multi-Science Publishing.
- CAMPBELL C.J., LAHERRÈRE J.H. (1998) *The end of cheap oil*, «Scientific American», March, 78-83.
- CARROLL J.J. (2003) *Natural gas hydrates. A guide to engineers*, Amsterdam-London, Gulf.
- CENTRE FOR GLOBAL ENERGY STUDIES (2001) *Oil potential in the Middle East*, London, Centre for Global Energy Studies.
- CHERKASHOV G.A., SOLOVIEV V.A. (2002) *Economic use of hydrates: dream or reality*, in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, v.I, 253-262.
- CHOW C. (editor) (2003) *Themes in current Asian energy*, «Energy Policy», Special Issue, 31.
- Coal-bed methane creeps up the alternatives chart* (2003), «Gas Matters», August, 15-21.
- CONSIDINE J.I., KERR W.A. (2002) *The Russian oil economy*, Cheltenham, Elgar.
- CORNOT-GANDOLPHE S. (1995) *Changes in world natural gas reserves and resources*, «Energy Exploration and Exploitation», 13, 3-18.
- DEFEYES K.S. (2001) *Hubbert's peak. The impending world oil shortage*, Princeton (NJ), Princeton University Press.
- De Golyer & MacNaughton's annual survey of the oil industry (1975-1983)*.
- DELAHAYE C., GRENON M. (edited by) (1983) *Conventional and unconventional world natural gas resources*, Laxenburg (Austria), International Institute for Applied Analysis.
- DOWNEY M.W. et al. (edited by) (2001) *Petroleum provinces of the 21st century*, Tulsa (OK), American Association of Petroleum Geologists.
- EIA (US Energy Information Administration) (1994) *Energy use and carbon emissions: some international comparisons*, Washington (D.C.), US Government Printing Office.
- FREUND P. (2002) *Technology for avoiding CO₂ emissions*, in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, v.V, 11-21.
- Gas hydrates* (2000), «Energy Exploration and Exploitation», 21, 227-267.
- Gas in the US* (2003), «Oil & Gas Journal», 101, 19.
- GREGORY K., ROGNER H.-H. (1998) *Energy resources and conversion technologies for the 21st century*, «Adaptation Strategies for Global Change», 3, 171-230.
- GRENON M. (editor) (1979) *Methods and models for assessing energy resources. Proceedings of the 1st International Institute for Applied Systems Analysis on energy resources, May 20-21*, Oxford, Pergamon Press.
- GRONVELD M.J. et al. (2002) *Will the carbon age terminate before the depletion of resources?*, in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, v.I, 133-147.
- HILLER K. (1997) *Future world oil supplies. Possibilities and constraints*, «Energy Exploration and Exploitation», 15, 127-136.
- HOLS A. (1972) *Future energy supplies to the Free World*, in: *Selected papers presented at the International Oil Symposium*, London, 16-27 October, 1-24.
- HOLTBERG P., HIRSCH R. (2003) *Can we identify limits to world-wide energy resources?*, «Oil & Gas Journal», 101, 20-26.
- IEA (International Energy Agency) (2002) *World energy outlook to 2030*, Paris, Organization for Economic Cooperation and Development/IEA.
- IGU (International Gas Union) (1997) *World gas prospects: strategies and economics*, in: *Proceedings of the 20th World Gas Conference*, Copenhagen, June.
- IGU (International Gas Union) (2003a) *Catalysing an eco-responsible future*, in: *Proceedings of the 22nd World Gas Conference*, Tokyo, 1-5 June.
- IGU (International Gas Union) (2003b) *Proceedings of the 22nd World Gas Conference*, Tokyo, 1-5 June.
- JEAN-BAPTISTE P., DUCROUX R. (2003) *Energy policy and climate change*, «Energy Policy», 31, 155-166.
- JENSEN J.T. (2003) *The LNG revolution*, «The Energy Journal», 24, 1-46.
- KHARTUKOV E.M. (1997) *The control of Russia's oil*, «Energy Exploration and Exploitation», 15, 117-125.
- KRYLOV N.A. et al. (1998) *Exploration concepts for the next century*, in: *Proceedings of the 15th World Petroleum Congress*, Beijing, October 1997.
- LAHERRÈRE J.H. (1997) *Production, decline and peak reveal true reserves figures*, «World Oil», December, 77-83.
- LAHERRÈRE J.H. (2003) *Future of oil supplies*, «Energy Exploration and Exploitation», 21, 227-267.
- LOWRIE A., MAX M.D. (1999) *The extraordinary promise and challenge of gas hydrates*, «World Oil», September, 49-55.
- LYNCH M.C. (1999) *The wolf at the door or crying wolf? Fears about the next oil crisis*, in: Moroney J.R. (editor) *Fuels for the future*, Stamford (CT), JAI Press, 117-142.

- McCABE P.J. (1998) *Energy resources: cornucopia or empty barrel*, «American Association of Petroleum Geosciences Bulletin», 82, 2110-2134.
- McKENZIE J.J. (1996) *Oil as a finite resource. When is global production likely to peak?*, Washington (D.C.), World Resources Institute.
- MARCHETTI C. (1978) *Energy systems: the broader context*, Laxenburg (Austria), International Institute for Applied Systems Analysis.
- MARTINEZ A.R., McMICHAEL C.L. (1997) *Classification of petroleum reserves*, in: *Proceedings of the 15th World Petroleum Congress*, Beijing, October, 209-219.
- MEYER R.F. (1997) *World heavy crude resources*, in: *Proceedings of the 15th World Petroleum Congress*, Beijing, October.
- MEYER R.F., OLSEN D.K. (editors) (1998) *Heavy oil: a major energy source for the 21st century*, in: *Proceedings of the 7th UNITAR International conference on heavy crude and tar sands*, Beijing, 27-30 October.
- MEYER R.F., OLSON J.C. (editors) (1981) *Long-term energy resources*, Boston (MA)-London, Pitman.
- MORITIS G. (2003) *CO₂ sequestration adds new dimension to oil and gas production*, «Gas Journal», 101, 39-44.
- Natural gas: clean energy serving society for half-a-century* (2002), in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, Block 3, Forum 1.
- NEB (Canada National Energy Board) (2000) *Canada's oil sands. A supply and market outlook to 2015*, Calgary (Canada), NEB.
- New hydrocarbon provinces of the 21st century* (2002), in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, Block 1, Forum 2.
- ODELL P.R. (1963) *The economic geography of oil*, London, Bell.
- ODELL P.R. (1973) *The future of oil: a rejoinder*, «Geographical Journal», 139, 436-454.
- ODELL P.R. (1981) *Prospects for and problems of the development of oil and gas in developing countries*, «National Resources Forum», 5, 317-326.
- ODELL P.R. (1988) *The West European gas market. The current position and alternative prospects*, «Energy Policy», 16, 480-493.
- ODELL P.R. (1994) *World oil resources, reserves and production*, «The Energy Journal», 89-114.
- ODELL P.R. (1995) *The cost of longer-run gas supply to Europe*, «Energy Studies Review», 7, 94-108.
- ODELL P.R. (1997) *The global oil industry. The location of production. Middle East domination or regionalization?*, «Regional Studies», 31, 311-322.
- ODELL P.R. (1998) *Oil and gas reserves. Retrospect and prospect*, «Energy Exploration and Exploitation», 16, 117-124.
- ODELL P.R. (2001-2002a) *Oil and gas. Crises and controversies, 1961-2000*, Brentwood, Multi-Science Publishing, 2v.; v.I.
- ODELL P.R. (2001-2002b) *Oil and gas. Crises and controversies, 1961-2000*, Brentwood, Multi-Science Publishing, 2v.; v.II.
- ODELL P.R., ROSING K.E. (1980) *The future of oil. A simulation study of the inter-relationships of resources, reserves and use, 1980-2080*, London, Kogan Page.
- «Oil & Gas Journal» (1970-2004).
- PAIK K.-W. (2002) *Natural gas expansion in China*, «Geopolitics of Energy», 24.
- QUINN A.C. (2000) *Long-term LNG contracts to opportunity markets*, in: *Proceeding of the 17th World Petroleum Congress*, Rio de Janeiro, 1-5 September, v.IV, 185-192.
- ROGNER H.H. (1996) *An assessment of world hydrocarbon resources*, IIASA, May, WP-96-56.
- SHELL INTERNATIONAL PETROLEUM COMPANY (1995) *Energy in profile*, London, Shell IPC.
- SHELL INTERNATIONAL PETROLEUM COMPANY (2001) *Energy needs, choices and possibilities: global scenarios to 2050*, London, Shell IPC.
- SMITH N., ROBINSON G.H. (1997) *Technology pushes reserves crunch date back in time*, «Oil & Gas Journal», April, 43-50.
- STYRIKOVICH M.A. (1977) *The long-range energy perspective*, «Natural Resources Forum», 1, 252-263.
- THACKERAY F. (2002) *The promise of gas-to-liquids technology*, in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress Report*, London, ISC, 176-183.
- TORP T.A. (2002) *Carbon sequestration: a case study*, in: *Proceedings of the 17th World Petroleum Congress Report*, London, ICS, 156-159.
- USGS (US Geological Survey) (2000) *World petroleum assessment 2000. Description and results*, Reston (VA), Government Printing Office.
- USGS (US Geological Survey) (2001) *Natural gas hydrates. Vast resources, uncertain future*, Reston (VA), Government Printing Office.
- VATE J. VAN DE (1997) *Comparison of energy sources in terms of their full energy chain emission factors of greenhouse gases*, «Energy Policy», 25, 1-6.
- VERBICKY E. (1998) *Oilsands: a growing and viable alternative to conventional oil*, «Petroleum Economist», 65, 21-23.
- WARMAN H.R. (1972) *The future of oil*, «Geographical Journal», 138, 287-297.
- WEC (World Energy Council)/IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis) (1995) *Global energy perspectives to 2050 and beyond*, London, WEC.
- WILLIAMS B. (2003) *Heavy hydrocarbons to play a key role in future energy supply*, «Oil & Gas Journal», 101, 20-27.
- WILLIAMSON H.F. (1963) *The American petroleum industry. The age of energy, 1899-1959*, Evanston (IL), North Western University Press.
- «World Oil» (1971-2005).

PETER R. ODELL
Erasmus University
Rotterdam, Paesi Bassi

