



## NELLA STESSA COLLANA

Katja Behling <i>Martha Freud</i>	Luigi Offeddu <i>Questa America</i>	M. Murcutt, R. Starks <i>Lost in Tibet</i>
Fernando Mezzetti <i>Il mistero Putin</i>	Boris S. Ilizarov <i>Vita segreta di Stalin</i>	Gian Micalessin <i>Hezbollah</i>
Enzo Catania <i>Bettino Craxi</i>	Luigi Offeddu <i>Storia del Male</i>	Enzo Catania <i>Thriller di Sicilia</i>
Paolo Pagani <i>Forza Italia</i>	Laurence J. Brahm <i>Quando si significa no</i>	Giulio Andreotti <i>Concerto a sei voci</i>
Gian Paolo Ormezzano <i>I miti dello sport</i>	Richard Steigmann-Gall <i>Il santo Reich</i>	Michael A. Ledeen <i>Iran, Stato del terrore</i>
Alfredo Venturi <i>Il Novecento visto da Berlino</i>	Erich Schaake <i>Condoleezza Rice</i>	Richard Newbury <i>Elisabetta II</i>
Roberto Burchielli, Veronica Bianchini <i>Cinecittà</i>	Luigi Offeddu <i>Storia del Bene</i>	Lanfranco Pace <i>Nicolas Sarkozy</i>
Marcello Staglieno <i>Edgar Allan Poe: dandy o assassino?</i>	Fulvio Scaglione <i>La Russia è tornata</i>	Richard Newbury <i>John Maynard Keynes</i>
Massimo Jevolella <i>Le radici islamiche dell'Europa</i>	Vita di Napoleone <i>scritta da lui medesimo</i>	Lodovico Festa <i>Il partito della decadenza</i>
Massimo Jevolella <i>Non nominare il nome di Allah invano</i>	E. Crotti, A. Magni con B. Silini <i>L'immagine e l'anima</i>	Maurizio Stefanini <i>I nomi del male</i>
Enzo Catania <i>Dalla Mano Nera a Cosa Nostra</i>	Lara Ricci <i>Droghe e dipendenze</i>	Giorgio Ferrari <i>Cuba senza Castro</i>
Marcello Staglieno <i>L'Italia del Colle</i>	Guido Visconti <i>Dove va la Terra?</i>	Maurizio Stefanini <i>Grandi coalizioni</i>
Stefano Grazioli <i>Nel nome della 'gente'</i>	Ugo Bertone <i>Gli Agnelli - Atto II</i>	Giuliano Cazzola <i>Il riformista tradito</i>
Sergio Soave <i>Pasticcio italiano in salsa spagnola</i>	Stefan Gläser <i>Le donne di Napoleone</i>	Gian Micalessin con Fausto Biloslavo <i>Afghanistan, ultima trincea</i>
K. Ericsson, E. Simonsen (a cura di) <i>I 'figli' di Hitler</i>	Pino Agnetti <i>Nassiriya</i>	Maurizio Stefanini <i>Ultras</i>
Gianluigi Da Rold <i>Miss Libertà</i>	Lodovico Festa <i>Guerra per banche</i>	Adriano De Maio, Lodovico Festa <i>Sotto le ceneri dell'università</i>
	Massimo Jevolella <i>Saladino eroe dell'Islam</i>	
	A. Plaim con K. Kuch <i>A casa di Hitler</i>	

## STORIA STORIE MEMORIE

Direttore della collana Lodovico Festa  
Vicedirettore Pasquale Guadagnolo

### L'autore

Massimo Nicolazzi si occupa di idrocarburi da trent'anni: oggi come consulente e advisor, in passato ricoprendo incarichi direttivi in Agip-Eni e successivamente in Lukoil. Scrive di energia, politica e diritto ed è consigliere scientifico della rivista «Limes».

*Dedicato alla mia scuola di petrolio e di curiosità;  
e a tutti quelli che l'hanno frequentata con me,  
e con cui ho condiviso umanità e decenza.*

*La mia scuola, quando la frequentavo, si chiamava Agip.*

*E adesso che le hanno cambiato nome, Eni, Exploration and Production.*

Massimo Nicolazzi

# IL PREZZO DEL PETROLIO

Boroli Editore, Milano © 2009

Videimpaginazione: Paolo Cassella, Como  
Stampa: L.E.G.O. Spa, Lavis (TN)

I edizione: luglio 2009

[www.borolieditore.it](http://www.borolieditore.it)

**Boroli Editore**

## Il Grande viaggio

### Il profugo

La fotosintesi è la madre della vita. O, più laicamente, della materia organica. La materia organica, a sua volta, è essenzialmente carbonio. Per un qualche miracolo chimico, l'energia del sole (e dunque la sua radiazione) permette a un vegetale di trasformare con continuità («metabolizzare») elementi inorganici (per tutti, l'anidride carbonica) in materiale organico (cellulosa, lignina, ecc.). La materia organica, quasi a confermare la sua sinonimia alla vita, è però caduca. Insomma con il tempo muore; o più laicamente decade e quasi per metamorfosi si ritrasforma in inorganica. Noi specie umana diamo un contributo formidabile al processo bruciando (anche e spesso a sproposito) milioni di tonnellate di materia organica (dallo sterco all'idrocarburo) e restituendola così in forma inorganica all'atmosfera. Però da prima che noi ci moltiplicassimo c'è stato chi vi ha altrimenti provveduto. Miliardi e miliardi di batteri e funghi e altri microorganismi si nutrono da milioni di anni di residui organici, «trasformandoli» grazie al contributo dell'ossigeno nel corso dei propri processi digestivi («digestione aerobica»). Il processo non lascia praticamente residui (organici). Polvere eri e polvere ritornerai; pronto però per essere di nuovo oggetto di fotosintesi e tornare a sperimentare la bellezza dell'essere vita<sup>1</sup>.

Qualche residuo organico ha cercato di sottrarsi al ciclo, o quantomeno di prolungare la propria condizione organica oltre i suoi normali tempi; e qualcuno dei fuggiaschi, dopo molto viaggiare, si è ritrovato idrocarburo. Un frammento di plancton, nel Giurassico, 200 milioni di anni da adesso. Ha visto formarsi l'Oceano Atlantico. Se mai si è avvicinato a terra, ha forse intravisto rettili enormi; e per certo la sorpresa di qualche uccello che gli volava sopra. Sta decadendo, ed è pronto per il batterio. Però gli capita di sprofondare in fretta su un fondale stagnante (sia esso una laguna, un pezzo di mare chiuso da una barriera corallina, insomma un luogo comunque non direttamente esposto alle correnti del mare aperto e alla loro ossigenazione). È cascato in quello che un geologo definirebbe un «ambiente naftogenico»<sup>2</sup>. Non c'è ossigeno o quasi; e dunque per il batterio non è appetibile, perché comunque indigeribile. Il frammento se ne sta sul fondo, in compagnia di pochi simili e di tantissimi resti inorganici che processi di erosione o altri feno-

## IL GRANDE VIAGGIO

meni hanno trascinato sin lì; in una qualche depressione della terra che per sua naturale ospitalità viene chiamata «bacino sedimentario»<sup>3</sup>. Il frammento si è fatto parte delle sabbie che ricoprono il fondale, o meglio dei «sedimenti» che vi si sono depositi. La sua organicità è salva.

L'avventura non è neppure iniziata. Come è caduto lì lui, ad altri era già capitato; e ad altri continuerà a succedere dopo. Forse sotto di lui sta addirittura una serie cambriana, e dunque sedimenti che si sono depositi oltre 300 milioni di anni prima. Forse la deposizione continua ancora adesso, che ne sono passati altri 200. Comunque sia, man mano che altro si deposita, lui si compatta assieme ai suoi coetanei (di deposizione) e comincia la discesa agli inferi. Il sedimento diventa roccia (argillosa, sabbiosa...) e lui ci viaggia dentro<sup>4</sup>. Non è un viaggio comodissimo. Per ogni 10 metri che scende, gli aumenta di un'atmosfera la pressione (idrostatica). Per ogni 33 (ma la variazione dalla media può in alcuni casi essere fortissima), gli aumenta la temperatura di un grado. Per tacere del fatto che si comincia a stare stretti. Se il nostro viaggia con le argille il volume iniziale del suo contenitore si è già ridotto per compressione del 20% a 200 metri, e a 2000 la riduzione arriverà al 47%.

Il frammento (chiamiamolo biomassa) si ritrova sottoposto a condizioni crescenti di calore e di temperatura. Ed è essenzialmente il calore che gli cambia la vita, inducendone continue variazioni chimico-fisiche. Più cuoce, e più si trasforma in materia più leggera della roccia che lo contiene. Nei primi 2000 metri di discesa già si «brucia» quasi tutto quel che nel frammento organico non è carbonio o idrogeno. A 60 °C, quel che resta del plancton e degli altri organici con cui viaggia è ormai trasformato in cherogene, una materia allo stato semisolido pronta a essere trasformata in petrolio e gas. La prima tappa (diagenesi) è compiuta. La seconda tappa (catagenesi, spesso definita anche «finestra a olio») è quella che dà vita alla trasformazione in petrolio. La cottura raccomandata è tra 65 e 150 °C (quella ottimale in realtà tra 80 e 120). Il calore, come in un processo di *cracking* di raffineria, spezza le molecole delle frazioni pesanti trasformandole in frazioni più leggere (approssimando, trasforma l'asfalto/cherogene in petrolio liquido). Se la cottura prosegue tra 150 e sino a 200 °C (metagenesi) la generazione di petrolio diventa impossibile e la lunga discesa della biomassa può produrre solo gas naturale. Che vuol comunque dire ancora idrocarburo. Oltre i 200 °C non più. Siamo al metamorfismo. La lunga fuga dall'inorganico finisce con la trasformazione in inorganico per eccesso di cottura; e il plancton sopravvissuto a ossigeno e batteri finisce in grafite<sup>5</sup>. Insomma è come se bruciasse; e ritorna agli inferi anziché in cielo.

Sin qui gli effetti della temperatura che cresce sulla biomassa che si è sedimentata. Poi c'è la pressione. La biomassa sprofonda insieme al materiale inorganico con cui si è deposta; e questo scendendo si fa roccia. Se la roccia contiene una quantità apprezzabile di sedimenti organici (il che, nella civiltà

## IL GRANDE VIAGGIO

nostra, significa commercialmente apprezzabile), la si denomina «roccia madre»; insomma, generatrice di idrocarburi. Se la roccia madre è abbastanza anziana da scendere sino a superare le temperature della metagenesi, l'organico che ancora trattiene è spacciato. La sua unica speranza è di riuscire ad andarsene prima. Ritorna, se ci riesce, profugo; e la sua fuga, anche in gergo tecnico, si chiama «migrazione».

La roccia madre si porta in pancia acqua e idrocarburi. La «pancia», trattandosi di roccia, è *sui generis*. Gli ospiti trovano spazio nei «vuoti della roccia». Insomma nei suoi interstizi, o pori. Quanto più una roccia è porosa (cioè quanto più contiene vuoti dentro la sua massa solida), tanto più può contenere fluidi. Perché i fluidi poi si possano muovere (ed eventualmente fuggire in tempo dalla roccia madre) non basta che ci siano vuoti; bisogna che siano in comunicazione tra loro. Che la roccia sia in definitiva «attraversabile» dai suoi ospiti. Quanto più i pori sono in comunicazione, e la roccia consente perciò movimento e transito ai suoi ospiti, tanto più quella roccia è «permeabile».

La roccia madre che scende è progressivamente compressa dall'aumentare della pressione. Insomma stimola gli ospiti ad andarsene (sempre per stare alla pancia, i geologi parlano di costipazione). E loro, praticamente spremuti, appena vengono in contatto con una roccia più ospitale della mamma (porosa abbastanza da contenerli; e permeabile abbastanza da farli entrare) salutano e si mettono in viaggio. La migrazione è cominciata.

Gli idrocarburi che migrano sono sensibilmente più leggeri del loro contenitore. Se dopo la fuga trovassero una serie continua di rocce permeabili, poro per poro e goccia per goccia finirebbero per tornare in superficie (il che è avvenuto spesso<sup>6</sup>, e ce li ha fatti conoscere prima dell'epoca moderna). Meglio essere digeriti dai batteri che finire in grafite. Però il sottosuolo è diverso, e pieno di sorprese. Soprattutto pieno di rocce impermeabili. L'idrocarburo che nel suo viaggiare di poro in poro se lo trova davanti prova a scartare di lato. Il suo limite è che, fisicamente, è più leggero di ciò che lo contrasta e frena; e perciò di regola non può ridiscendere. Se la serie impermeabile è fatta a tetto o a cupola (insomma ha una conformazione «anticlinale») non c'è via d'uscita. L'idrocarburo è entrato in una «trappola»<sup>7</sup>. Si schiaccia contro il tetto e ne resta prigioniero. Altri lo seguiranno, e ce lo schiacceranno ancor di più; e con loro l'acqua, che è più pesante e li lascerà passare attraverso se stessa, e però dopo averli lasciati andare comincerà a pressarli da sotto<sup>8</sup>. L'idrocarburo ricomincerà presto ad avere problemi di spazio, e adesso per pressione che viene da sotto (i fluidi espulsi che risalgono) anziché da sopra (la roccia che scendendo lo comprime). Se l'idrocarburo è allo stato liquido, miliardi e miliardi di microscopiche gocce intrappolate nei pori della roccia che spingono per salire al poro di sopra; e poi miliardi e miliardi sotto di loro che le spingono spingendo a loro volta e mettono tutto sempre più sotto pressione. E le gocce schiacciate sotto il tetto sempre più impedito a muover-

## IL GRANDE VIAGGIO

si. È nato un giacimento<sup>9</sup>. L'organico è salvo. Per ora. Che poi ci penseremo noi a rimetterlo in circolo estraendolo e bruciandolo.

### Biogenico e abiogenico

Il Grande viaggio dalla laguna al giacimento possiamo supporlo continuo. Insomma prosegue ancor oggi (alcuni sedimenti mineralizzati sono stati datati a soli 20.000 anni). Ha però un problema di durata; e uno di efficienza. Difficile stimare i tempi di viaggio. Però per fare su e giù almeno un milione d'anni è normale che ci vogliano; e due sono forse misura più congrua. Le perdite di trasporto sono poi impressionanti. Da 25 tonnellate di biomasse che si depositano in laguna, è tanto se ci ricaviamo qualche milione d'anni dopo un litro di benzina<sup>10</sup>. Tanto basta insomma a convincerci che, se questo è il viaggio, stiamo parlando di una risorsa «finita»; quantomeno nel senso che il persistere del suo riprodursi ci è insieme irrilevante e impercettibile.

Poi c'è la teoria «abiota». L'idea che l'idrocarburo non si formi (o non si formi solo) a partire da materiali organici depositati in superficie; ma da reazioni chimiche indotte dalle temperature presenti nel mantello del pianeta. Idrogeno e carbonio si combinerebbero lì, e poi risalirebbero sino alla crosta secondo le normali modalità della migrazione. È una vecchia teoria di scuola russa, che ha poi avuto un qualche rilancio<sup>11</sup>. La geologia ufficiale quasi se ne indigna. Altri ne consentono una qualche considerazione<sup>12</sup>.

L'evidenza empirica di cui disponiamo fa oggi ritenere che, ammesso e non concesso che la teoria possa funzionare, una quota più che preponderante degli idrocarburi che conosciamo abbia comunque origine biotica<sup>13</sup>. E dunque non può che essere questa, allo stato, la ragionevole base del ragionare. Se così poi non fosse, ne verrebbe in dubbio l'idea stessa che gli idrocarburi siano una riserva finita e non rinnovabile. Ci toccherebbe di buttar via tutto quello che di petrolio ci è capitato di credere di sapere, e di ricominciare da capo.

## Tra mercato e invenzione

### Diventare importanti

Il petrolio il Grande viaggio l'aveva fatto, e da qualche milione di anni. Noi però non sapevamo bene cosa farne; e non si aveva particolare stimolo ad andarlo a cercare. Non che fosse sconosciuto. I suoi affioramenti (i ritorni in superficie) erano sparsi e abbondanti; e tali a volte, soprattutto ove già in fiamme al loro affiorare, da essere fonte di emozione e religione<sup>1</sup>. Ma il petrolio era destinato al successo soprattutto come combustibile, e a specializzazione come carburante; e noi siamo arrivati quasi alla fine del '700 sopravvivendo senza caldaie né motori. Poi Newcomen (1712) ha realizzato la prima macchina a vapore, Watt l'ha perfezionata e il mondo ci è cambiato di colpo. Per secoli e millenni però la potenza massima l'avevamo raggiunta con i mulini<sup>2</sup>; e l'unica forma di trazione conosciuta era quella animale (umani inclusi).

Al petrolio che affiorava furono assegnate funzioni magari a volte importanti, ma comunque residuali. Materiale da costruzione, lubrificante, medicinale; e qualcos'altro che include anche un precoce impiego bellico. Le rovine di Ur (3000 a.C.) testimoniano l'uso estensivo di asfalto nella sua costruzione. Le mura di Babilonia e di Gerico erano cementate con bitume<sup>3</sup>. Le fonti classiche tra I secolo a.C. e I secolo d.C. (Vitruvio, Diodoro Siculo, Flavio Giuseppe) testimoniano di come nella zona del Mar Morto fosse raccolto un materiale denominato *bitumen judaicus*, poi rivenduto ad altissimo profitto in Egitto per essere impiegato nei procedimenti di mummificazione<sup>4</sup>.

L'uso militare arriva con regolarità poco più tardi<sup>5</sup>. Era necessaria la capacità di gestire le frazioni più infiammabili (e dunque le più leggere) del composto petrolifero; e perché il *fuoco greco*<sup>6</sup> diventasse un affidabile strumento di guerra si dovette forse attendere la conquista di una qualche rudimentale capacità di distillazione del greggio. L'evoluzione dal rudimentale a tecniche di distillazione evolute fu poi una conquista tecnica essenzialmente araba<sup>7</sup>, e da lì poi importata in Europa<sup>8</sup>; e aprì la strada alla possibilità di destinare parte del prodotto a uso illuminante e a migliori applicazioni nel campo della lubrificazione.

Il meglio di sé, comunque, il petrolio lo diede nelle applicazioni medicinali. Plinio il Vecchio fu il suo grande piazzista. A stare alla *Naturalis Historia*, ci si poteva curare di tutto, dal mal di denti alla diarrea passando per i reuma-

tismi. Il Medioevo rilancia; e nel Rinascimento erano ormai attivi «diversi centri di produzione di idrocarburi liquidi naturali, estratti in piccole quantità, ma diffusi in tutte le farmacie»<sup>9</sup>.

Nell'800 un (involontario) seguace di Plinio il Vecchio si lanciò a suo turno nella commercializzazione a uso medicinale sul mercato americano. Tra storia e leggenda, è anche grazie a lui che si compie la transizione all'uso moderno. Samuel Martin Kier era figlio di Thomas. Il padre aveva avviato una produzione di salgemma, ricavata da acque salmastre che venivano raggiunte tramite perforazioni a percussione della profondità di un centinaio di metri. C'era un problema. Petrolio in falda. È sempre di più con il passare del tempo. Perché non contaminasse il prodotto bisognava liberarsene. In parte lo si bruciava, e in parte lo si buttava nel canale.

Si tramanda che una prima idea di uso alternativo fosse venuta in mente a Kier dalla tubercolosi della moglie, curata tra l'altro con un «*american medicinal oil*» che Kier riconobbe già all'olfatto del tutto identico al suo rifiuto quotidiano<sup>10</sup>. Ne nacque il lancio, a rima baciata<sup>11</sup>, di *Kier's Petroleum* o *Rock Oil*. Mezza pinta, 50 cents. Uno spettro di applicazioni che nemmeno Plinio il Vecchio avrebbe immaginato. *A natural remedy* per qualunque problema delle vie respiratorie («petto, trachea, polmoni»); efficace contro diarree, colera ed emorroidi; di uso locale (diremmo noi...) per bruciature e ustioni; nonché suscettibile d'altre e universali applicazioni (non escluse le nevralgie, le eruzioni cutanee e gli occhi arrossati). I pazienti più fortunati (?) se la cavavano con l'applicazione cutanea; per gli altri non ci si poteva esimere dalla somministrazione diretta. «*Three teaspoon three times a day*»<sup>12</sup>.

Ma far medicina non basta. C'era ancora petrolio da buttare. Kier, pur senza una preparazione tecnica specifica, si lancia in esperimenti di raffinazione. Il mercato dell'illuminazione si sta espandendo. È dominato da olio di balena e (in parte, soprattutto nell'illuminazione pubblica) olio derivato dalla distillazione del carbone. Lo spermaceti, di cui è ricca la testa del capodoglio, è perfetto per farne candele; che bruciando fanno luce chiarissima e diffondono nell'ambiente fragranze tenui e piacevoli. Poi si può fare olio dal grasso di qualunque balena, e ricavarne quando non candele almeno lubrificanti; ma la purezza dello spermaceti è inarrivabile, e il suo mercato superiore al potenziale della materia prima<sup>13</sup>. È il primo esperimento di esauribilità della risorsa energetica<sup>14</sup>. Si caccia e stermina Moby Dick; ed è giusto per farne moccolo.

Non v'è dubbio che il petrolio possa costare infinitamente meno. Però rispetto all'olio di balena puzza, e fa fumo. Kier riesce infine a distillare buon cherosene, e a rimediare al problema. Il suo *carbon oil* è un successo; e al cherosene si apre l'intero mercato dell'illuminante. Samuel Martin Kier, in una stessa vita, riesce a farsi ricco sia con l'ultimo uso antico (e, seppur inconsapevolmente, cialtrone) che con il primo uso moderno dell'idrocarburo-petrolio. *Letà del petrolio*<sup>15</sup> va a incominciare.

## Mercato e invenzioni

Lo sviluppo industriale genera una nuova urbanizzazione. Oggi la popolazione urbana sta superando per la prima volta nella storia la popolazione non urbana, con impatti sulla modalità del consumo energetico cui alla comunità umana toccherà di dover dedicare particolare attenzione<sup>16</sup>. Ai tempi di Kier il processo sta appena conoscendo il suo avvio, mettendo però già in moto un cambiamento radicale dei modi di approvvigionamento e disponibilità dell'energia. Dall'autoproduzione rurale alla compravendita, e anche dall'autosufficienza alla creazione di una catena di trasporti e distribuzione parallela alla nuova catena produzione-consumo. I combustibili fossili spingono la novità produttiva e sociale; e il petrolio da accessorio si farà necessità<sup>17</sup>.

Comincia con l'illuminante, che si sviluppa proprio attorno alle nuove esigenze urbane. Già per questo uso il petrolio che affiora e quello che si trova per caso cercando acqua non sono sufficienti. Per salvare le balene sostituendo appieno il loro olio ne occorre di più. Insomma bisogna andarselo a cercare apposta.

Qui nasce e si propaga la leggenda del «colonnello» Edwin L. Drake. Che ci tramandano spesso in associazione all'idea del primo pozzo petrolifero della storia, quando non anche della scoperta del petrolio; e che si associa alla prima diffusione commerciale (non medicinale) del petrolio stesso. A lui il merito di avere ostinatamente insistito per cercare petrolio perforando un pozzo (tecnica che lasciava sconcertati molti presunti esperti d'epoca, ancora ignari di migrazioni e grandi viaggi e pronti a fornire teorie alternative sul petrolio e la sua formazione). A lui il merito di averlo pure trovato, alla profondità di 21 metri, in quel di Titusville il 27 agosto 1859. Per il resto, siamo però all'usurpazione seriale. Anzitutto del titolo, visto che Drake colonnello lo era diventato per autonomia, essendo in realtà un ex tuttofare (la cui ultima occupazione conosciuta era stata quella di macchinista della New York & New Haven Railroad). Poi del primo pozzo, infatti in Azerbaijan il primo vero lo avevano già perforato vicino a Baku nel 1847, e nel 1858 a Bobrka (Polonia) la perforazione aveva sicuramente superato i 30 metri di profondità. Infine dello sviluppo commerciale, dal momento che la produzione di petrolio per illuminazione nel 1859 era ben sviluppata in Romania, Galizia e altrove in Europa, e il cherosene illuminava pezzi di Vienna già dal 1854.

Titusville può usurpare perché è America. O meglio perché è l'inizio degli Stati Uniti come *land of oil*. In Europa, nell'anno di Titusville, la Romania produce 4300 barili; e gli Stati Uniti in tutto 2000. Nel 1860, la Romania sale a 8500, e gli Stati Uniti a 500.000; ma l'anno dopo supereranno i 2.100.000<sup>18</sup>. Buchi la Pennsylvania, e ne esce petrolio. Quel che è successo prima di Drake finisce nel dimenticatoio. L'Europa era ancora nicchia artigiana; e qui è nata una nuova industria.

Il margine è inizialmente elevatissimo. La prima volta che il barile di petro-

lio supera in termini reali i 100 dollari non è il 2008; ma il 1863<sup>19</sup>. «In meno di due anni un pozzo produsse 15.000 dollari di utile per ogni dollaro investito»<sup>20</sup>. Poi però cominciò a manifestarsi una delle caratteristiche che hanno accompagnato il petrolio sino (quasi) ai giorni nostri. Ce n'era troppo. E se ne continuava a trovare. E soprattutto non solo in America, dove dalla Pennsylvania stava partendo un flusso di ricerca *coast to coast* che avrebbe portato in progresso di tempo all'Eldorado di Texas (a partire dal 1897) e Oklahoma e alle scoperte californiane. A fine secolo, sotto la spinta degli investimenti in Azerbaïjan dei Nobel e dei Rothschild, la Russia aveva (temporaneamente) superato gli Stati Uniti; la Romania continuava ad aumentare la produzione; nuovi giacimenti venivano segnalati da Sumatra (1893) al Messico (1901). È vero, nel 1900 al mondo si producono all'anno 150 milioni di barili, che sono meno di quello che ci beviamo in 2 giorni adesso. Però il mercato era un po' diverso, e anche quelli c'era da sudare a venderli.

La balena è ormai sull'orlo dell'estinzione. Però si sopravvive, e quasi all'ultimo minuto del suo olio non importa più a nessuno. Il petrolio la salva; e di suo conosce e attraversa dopo il 1863 un grande splash del prezzo, seguito tra alti e bassi da un andamento sostanzialmente discendente sino al 1890. Non ha quasi ancora finito di sostituirsi alla balena che già a sua volta deve preoccuparsi del proprio futuro. Vende come lubrificante e illuminante. E come illuminante o «lampante» il suo mercato è in pericolo. Faraday nel 1831 aveva dimostrato l'induzione elettromagnetica<sup>21</sup>. Gramme nel 1871 aveva realizzato la prima dinamo. Poi arrivò Edison, e l'intuizione diventò impresa. La prima lampadina nel 1879; la prima centrale elettrica nel 1882, e 11.000 lampioni e lampade elettriche già l'anno dopo<sup>22</sup>.

Se la cosa si diffonde, l'età del petrolio rischia di chiudere prima di iniziare. O meglio, di essere una storia condivisa, e neanche da prim'attore. Che la nuova realtà sociale che si va sviluppando non possa fare a meno di energia «concentrata», e perciò fossile, è ormai evidente. Ma la società fossile l'ha avviata il carbone, che è ancora padrone e combustibile dei motori conosciuti e carburante del trasporto, dal battello alla locomotiva. Il concorrente è lui; e in un ambiente che non sa di ambiente qual è quello dell'inizio dell'altro secolo, che il carbone sia sporco non è argomento che da solo vale a spiazzarlo. Occorre concentrarsi sui propri vantaggi competitivi.

Quello del petrolio è in realtà formidabile, e sta dentro un'espressione magica. «Densità energetica»; 42 megajoules per kg di valore medio<sup>23</sup>. Il più bel carbone, e cioè l'antracite, arriva a stento a 30; e i carboni oggi normalmente usati per generazione elettrica a 20-24<sup>24</sup>. Per generare la stessa energia (meglio, lo stesso lavoro...) ci vogliono 2 kg di carbone per ogni kg di petrolio. Aggiungi che il petrolio è liquido, e ti riempie per intero qualunque contenitore; mentre il carbone ti dà qualche problema di spazio in più (anche se, bellezza del solido, può compensare con il non necessitare di un contenitore specifico). Aggiungi ancora che già può essere scomodo immagazzinare 2 kg in-

vece di uno, ma portarsi appresso l'uno o l'altro la differenza te la fa pesante; ed ecco il futuro del petrolio. Come generatore magari se costa meno puoi usare altro; ma come carburante non lo puoi battere.

Sul finire dell'800 c'è un piccolo problema di dettaglio. Mancano i motori per usarlo. Ci pensano i tedeschi. Nel 1876 Nikolaus Otto costruisce il primo motore a quattro tempi. Lo progetta per funzionare a gas derivato da carbone. Il combustibile lo condanna. Nel 1885 si completa la triade vincente. Daimler realizza il primo motore leggero a benzina; Benz ci mette l'accensione elettrica; e Maybach il carburatore a farfalla. Oggi l'accensione si è fatta elettronica e l'iniezione ha in buona parte sostituito i carburatori. Ma a ben guardare sono più di 120 anni che stiamo giusto ottimizzando il modello base. Il motore a scoppio era inventato, e destinato a durare<sup>25</sup>.

Retrospectivamente, e anche se facciamo fatica ad accorgercene, la vita però ce l'ha cambiata di più il cugino, o motore a combustione interna. Diesel, insomma (1892). Il motore a scoppio ha bisogno di un innesco o accensione esterna; di una scintilla o altro che provochi la combustione del carburante. Il motore a combustione interna sottopone il combustibile a una compressione più elevata<sup>26</sup>; e le temperature che ne derivano provocano la auto-combustione del carburante. Detta così, pare un dettaglio motoristico. In realtà implica che il motore a scoppio abbia bisogno di essere alimentato con le frazioni facilmente infiammabili del greggio, e dunque con le c.d. frazioni leggere (benzine). Nel diesel (che fu concepito per funzionare a combustibile vegetale)<sup>27</sup> si possono invece utilizzare frazioni anche sensibilmente più pesanti. La combinazione accelererà, e non di poco, l'affermazione definitiva del carburante/petrolio.

Un passo indietro. Quello che chiamiamo petrolio greggio è una miscelanza di tanti idrocarburi (se ne contano fino a 350) accomunati dal fatto di essere formati da carbonio (C) e idrogeno (H)<sup>28</sup>. Tanti idrocarburi, tante strutture molecolari (combinazioni di atomi di C e H) diverse. In generale, più atomi di carbonio ci sono nella sua struttura, e più un idrocarburo è «pesante». CH<sub>4</sub> è la formula del metano (un atomo di carbonio); C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> e C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> rispettivamente quelle di etano e propano. Sino a 3 atomi di C (C<sub>3</sub>) siamo davanti a idrocarburi gassosi a temperatura ambiente. Da C<sub>4</sub> cominciano i liquidi; e dunque quegli idrocarburi cui in aggregato riserviamo di solito il nome di petrolio. Quelli da C<sub>4</sub> a C<sub>10</sub> (o anche a C<sub>12</sub>) puoi tenerli assieme, e segregati dal resto li chiamiamo benzine. Quelli oltre C<sub>40</sub> se va benissimo riusciamo a usarli per asfaltare strade. In mezzo ci sta tutto il resto.

Noi non abbiamo quasi mai usato (se non per uso medicinale...) «petrolio» in quanto tale; ma sempre e solo suoi «prodotti», cioè raggruppamenti più o meno omogenei di suoi componenti. E per separarli ci siamo sempre basati sul fatto che il punto di ebollizione di ciascuno varia in funzione della sua struttura molecolare. Insomma meno atomi di carbonio hanno in grembo, e prima bollono. Le benzine cominciano già a 30 °C; i gasoli a 160 °C, e

via di seguito. La «raffinazione» degli idrocarburi è basata sulla loro separazione «frazionata» in base al crescere della temperatura cui sono trattati; ovvero sulla loro «distillazione». La raffinazione produce diversità di prodotti; ma anche si fa a partire da greggi diversi. Uno dei modi per distinguerli è la loro densità, misurata in gradi Api. Sotto i 20 sono spesso definiti *heavy* (l'acqua, per dare un riferimento, fa 10); e sopra i 35 *light*.

All'arrivo di Otto e Diesel il mercato potenziale che si apre è sterminato; ma la risorsa, apparentemente sovrabbondante, rischia di dimostrarsi scarsa. La storia conosciuta del petrolio comincia con le frazioni pesanti (bitume e asfalto); e adesso servono le leggere, che sono più instabili e infiammabili.

All'inizio del XX secolo, le frazioni leggere che si riescono a ricavare dal greggio non superano in media l'11%. Il resto va in illuminante, olio pesante e residui. Non basta a fare un mercato, soprattutto quando (1913) per la prima volta negli Stati Uniti la domanda di benzina supera quella di illuminante<sup>29</sup>. Ma proprio nel 1913 diventa possibile il grande balzo in avanti. William M. Burton è il direttore della raffineria di Whiting, di cui è proprietaria Standard Oil of Indiana. Sta lavorando da tempo a rendere industriale un processo che nei suoi principi è già conosciuto. La struttura molecolare degli idrocarburi pesanti, a determinate condizioni di calore e di durata dello stesso, può essere decomposta. Spezzata. Insomma, se funziona, spezzando un C<sub>40</sub> dovrebbe poterne venir fuori qualche C<sub>10</sub>, se non anche C<sub>5</sub>. E dunque dal bitume si riuscirebbe a recuperare benzina<sup>30</sup>. A Whiting il processo, che mantiene sino a oggi il nome di *cracking* termico, ha il suo battesimo industriale<sup>31</sup>.

Seppur con qualche iniziale difficoltà di mercato il nuovo processo porta subito a una impennata delle rese. Otto anni dopo, nel 1921, la resa media in benzine dei processi di raffinazione statunitensi può già superare il 25%<sup>32</sup>.

Non basta ancora. È dall'inizio dell'800 che si sono scoperti e si studiano i processi catalitici. Un «catalizzatore» è una qualche sostanza in grado di accelerare le reazioni chimiche tra sostanze diverse senza parteciparvi direttamente. Per quel che interessa alla raffinazione, la ricerca è quella di un processo catalitico che consenta di «spezzare» le catene che legano gli atomi di carbonio più velocemente e con minor applicazione di energia (calore) di quanto non avvenga per semplice distillazione. La rimodellazione delle catene potenzialmente consentita dal processo consentirebbe inoltre di utilizzarlo per migliorare il Numero Ottano (No) della benzina, risolvendo il problema di garantirle un adeguato contenuto antidetonante. Il primo brevetto è già del 1914, ma il costo d'investimento che vi è connesso ne preclude lo sviluppo. I primi impianti divengono infine operativi nel 1936 (a cominciare dalla raffineria Sun Oil in Pennsylvania), e la tecnologia iniziale è basata sul lavoro di Eugène Houdry. Nel giro di un decennio, la tecnologia iniziale sarà già stata abbandonata in favore di processi più efficienti; ma al nome di Houdry rimarrà e rimane comunque associata la «paternità» dell'applicazione al petrolio dei processi di *cracking* catalitico.

Nel 1936 è in definitiva compiuto il processo inventivo su cui si basa la raffinazione moderna<sup>33</sup>. Un buon greggio (e la «bontà» del greggio a questi fini è largamente funzione della sua densità, che più è *light* e più frazioni leggere restituisce) può essere trasformato per oltre il 40% in benzine<sup>34</sup>, e al prodotto è infine garantito un adeguato No (attraverso un procedimento detto di *reforming*). Il grande sviluppo automobilistico ha carburante adeguato. In contemporanea Diesel consente l'uso per trazione di ulteriori frazioni del greggio, sino all'olio combustibile più pesante (il *bunker oil* usato dai motori marini). La flessibilità di utilizzo del greggio è assicurata; e il suo destino di Grande Trasportatore è ormai scritto.

## Le tecnologie del petrolio

C'è chi non si adatta mai, ma l'ordine economico è spesso inverso rispetto a quello cronologico (se non logico). Il petrolio prima ci si è inventati come venderlo; e poi ci si è chiesti come trovarlo.

Dopo esserci garantiti che come illuminante il genio stava benissimo nella lampada, si cominciò a produrlo. L'esperienza di Drake suggeriva che il metodo potesse consistere nel cercarsi un posto dove fossero visibili degli affioramenti, e mettersi a scavare; anzi a perforare. Le tecniche di perforazione furono le prime, e prepotentemente, a progredire. Poi, ma erano già passati più di 50 anni, ci si cominciò anche a chiedere se non ci fossero modi meno raddomantici per decidere dove fare il buco; e solo dopo ci si cominciò infine a dedicare al fatto che forse c'erano modi di gestione («coltivazione») del giacimento che potevano migliorare le rese produttive.

Le tecniche di perforazione. Il petrolio è tributario del sale e dell'acqua. In principio fu il sale. Cina, dinastia Han, 200 a.C. circa. Prima perforazione a percussione che la storia ci documenta. Un peso in ferro collegato da canne di bambù a una rudimentale torre di perforazione pure in bambù. Dall'altra parte una leva o bilanciere per azionare il tutto. Funziona a energia umana. Da 2 a 6 cinesi saltano ritmicamente sulla leva, e il ferro via via perfora. A 10 metri non c'è petrolio, ma gas. E loro lo trasportano con il primo gasdotto conosciuto (rigorosamente in bambù) e lo usano per fare evaporare le acque salmastre<sup>35</sup>.

Per quasi 2000 anni il procedimento non pare avere sviluppi. Poi si ricomincia, come con Kier, dal salgemma. La tecnica non è particolarmente diversa da quella Han. L'invenzione delle «macchine» ha giusto causato la sostituzione dell'energia umana con il vapore; e dunque dei cinesi con una piccola caldaia. A Titusville si impiega una tecnica di perforazione già nota per altri scopi; e non a caso il «perforatore» di Drake, William A. Smith, ha esperienza di pozzi a sale. La prima grande innovazione è a sua volta presa a prestito dall'acqua, ed è la tecnica di perforazione a rotazione, o *rotary*. La perforazione a rotazione è già nota ai tempi di Drake<sup>36</sup>, ma nei primi anni ri-

tenuta meno affidabile di quella a percussione. Poi con il passare del tempo il petrolio comincia a farsi meno facile. Già all'inizio del '900 diventa normale trovarlo solo a profondità (assai) sensibilmente superiori ai 21 metri della prima scoperta; e la tavola *rotary* per sua efficienza di perforazione soppianta progressivamente la tecnica rivale.

Poi cominciano le ottimizzazioni e invenzioni endogene; e nel giro di pochi decenni il pozzo-standard prende ad assumere una configurazione non molto diversa da quella attuale. Insomma scalpello al fondo, aste pesanti (per dare penetrazione) subito sopra, poi altre aste per quanto necessita alla profondità via via raggiunta, infine asta quadra agganciata in cima ad assicurare il movimento rotatorio; e il tutto (detto «batteria») tenuto sospeso da un gancio alla torre di perforazione<sup>37</sup>.

Dal 1870 diventa progressivamente normale introdurre tubature di rivestimento del pozzo (*casing*)<sup>38</sup>. Prima della fine del secolo le si comincia a fissare colando cemento in pozzo e in progresso di tempo pompandocelo<sup>39</sup>. Il primo brevetto per un fango di perforazione arriva nel 1889<sup>40</sup>. Ci sarebbe infine, per modernità, da migliorare un po' lo scalpello, che nella configurazione d'epoca, a coda di pesce, incontra difficoltà spesso insormontabili nella perforazione di strati di roccia dura. Nel 1909 anche qui è rivoluzione. Howard Robard Hughes brevetta lo scalpello a rulli conici<sup>41</sup>. La velocità di penetrazione è sino a 10 volte quella di uno scalpello tradizionale. La diffusione poi dal 1919 dell'inserzione di diamanti industriali nella lama dello scalpello cancella definitivamente l'espressione «roccia» o «strato impenetrabile» dal vocabolario petrolifero. Il petrolio ha smesso presto di mutuare tecnologie altrui; e ha messo mano alle proprie. Una profondità di perforazione di 300 metri era un record nel 1895; e nel 1916 si erano già superati i 1500<sup>42</sup>. Quel che mette in moto tutto il resto è appunto che nel 1895 per trovare petrolio fosse eccezionale arrivare a 300 metri; e nel 1920 diventi normale scendere sotto i 1000. Insomma adesso perforare costa, e prima di farlo non guasta avere un'idea migliore di dove si arriva.

Nella perforazione la modernità è compiuta, ma nelle tecniche di ricerca all'inizio del '900 non molto è cambiato dai tempi del *bitumen judaicus*. Il petrolio lo si cerca dove lo si vede, e dunque dove affiora. La prima grande scoperta del XX secolo è Spindletop, vicino a Beaumont. Segna l'inizio dell'El-dorado texano, e si manifesta il 10 gennaio 1901 con un'eruzione spontanea (da allora, un *gusher*) che manda in orbita la batteria con un getto di più di 75.000 barili/giorno. Il pozzo l'hanno perforato con una tavola *rotary*; ma l'hanno messo lì attirati da «alcune sorgenti che emanavano gas infiammabili e solforosi attorno a un piccolo rigonfiamento della pianura»<sup>43</sup>.

Il progresso comincia con l'accettazione e diffusione della teoria anticlinale. Oggi è dimostrata essere la trappola strutturale per eccellenza. Ma all'inizio l'idea che le «pieghe» della crosta terrestre possano ospitare accumuli di idrocarburi suscita meno che consensi unanimi. Ancora nel 1880, un geolo-

go, J.P. Lesley, ne parla come di una «*deservedly forgotten superstition*». La rielaborazione e divulgazione della teoria, nel 1885, da parte di Israel C. White apre infine la strada a una sua progressiva e generale accettazione<sup>44</sup>.

Accettare l'anticlinale pone la premessa per non limitarci giusto agli affioramenti, ma per basare le nostre ricerche sulla morfologia del terreno e sul rilevamento geologico tradizionale (per semplificare, diciamo di superficie). Cercare anticlinali da un lato, e fratture dall'altro; e ricostruire perciò anzitutto visivamente ciò che può avere favorito o impedito il Grande viaggio. Jeremy Leggett ci ha testimoniato ancora di recente come a un bravo geologo possa bastare (?) uno sguardo attento del panorama che gode dalla cima di una dorsale arenaria per liquidare l'idea stessa che l'Afghanistan abbia nel suo sottosuolo idrocarburi in quantità apprezzabili<sup>45</sup>. Però uno sguardo è giusto un'idea; e non è detto che basti a convincerti a spendere i soldi di un pozzo.

Manca ancora, alla modernità, la capacità di guardar di sotto. Un qualche strumento che consenta prima di perforare, se non di avere certezza di un giacimento, quantomeno di avere contezza e con buona probabilità dell'esistenza di una trappola.

Lo studio delle onde acustiche aveva avuto inizialmente applicazioni estranee al petrolio, dalla localizzazione degli *icebergs* a quella dell'artiglieria nemica. John Clarence Karcher prova ad applicarlo al sottosuolo. Si crea un'onda artificiale (di regola con un'esplosione) e se ne registra il ritorno alla superficie dopo che è stata riflessa dal sottosuolo. La propagazione dell'onda dovrebbe mutare al mutare degli strati che incontra e in cui si riflette; e se si interpretano bene i segnali di ritorno, dovrebbe essere possibile mappare il sottosuolo. Insomma, guardar di sotto<sup>46</sup>. Funziona. Nel 1928 viene completato il primo pozzo perforato sulla base di una trappola identificata con il metodo della sismica a riflessione. La trappola c'è, ed è anche produttiva. L'armamentario del petrolio si è arricchito del principale strumento moderno di geognostica. Continua a esserlo; e se pur non ti può assicurare la certezza del giacimento (che per quello il pozzo continua a essere l'unica fonte di certezza), e dunque la certezza che l'idrocarburo sia passato da lì e in quantità interessanti, però ti indica dove, ammesso che ci sia passato, è rimasto per certo intrappolato<sup>47</sup>.

C'era, infine, da cominciare a capire come si muoveva l'animale, ovvero il giacimento. All'inizio si buca, e quel che usciva usciva. Rendendosi più o meno conto che la maggior parte di quel che c'era sotto la si lasciava dov'era. Un giacimento può anche voler dire tanti livelli o strati produttivi (*pools*) alternati ad altri non produttivi (un po' come la crema nel millefoglie); e dovresti andarteli a cercare e ad aprire a uno a uno. Soprattutto, il giacimento non è giusto un serbatoio o un magazzino.

Petrolio è etimologicamente «olio di pietra», o meglio di roccia. Ed è lì che si annida alla fine del Grande viaggio. Un giacimento sono tanti fluidi compressi nei pori della roccia. Un sistema fluidodinamico che appena lo tocchi tutto si mette in movimento e competizione per andare a occupare i pori re-

sisì liberi. Un sistema a tre attori: acqua, gas e petrolio. Diversi ciascuno dall'altro per viscosità, per comprimibilità, per peso specifico. Sembra semplice. Basta ricordarsi il peso. Gas sopra, petrolio in mezzo, e acqua in fondo. Ma l'acqua sta anche attorno ai pori, e il gas sta anche disciolto nel petrolio, e ciascuno ha le sue leggi di movimento e di espansione.

Quando «apro» un livello, è un po' come se aprissi la spina a un barilotto di birra. Solo che tutto si mette in moto. Io vorrei che uscisse più petrolio e meno acqua che sia possibile; e al meglio di creare un sistema in cui gas e acqua spingono da dietro il petrolio, spiazzandolo dai pori in cui si è sistemato e trascinandolo fuori. Non è così semplice. Il gas è mobilissimo, e se può evitando i canalicoli più piccoli bypassa il petrolio ed esce lui al suo posto. L'acqua al contrario è attirata nei canalicoli più piccoli dalle forze capillari; e a sua volta può così bypassare il petrolio che, scorrendo più lento per quelli più grandi, rischia di disperdersi in bolle isolate<sup>48</sup>.

Per ottimizzare il recupero del petrolio dal giacimento (*recovery factor*) ho insomma bisogno di farmi un'idea dell'equilibrio iniziale dei fluidi, della loro interazione dinamica, e delle loro relazioni con le caratteristiche della roccia serbatoio; il che dovrebbe essere condizione della mia capacità di dislocare in modo ottimale i pozzi produttivi e i relativi livelli di completamento (e cioè quelli di contatto con il giacimento), e di gestirne poi l'andamento in funzione delle dinamiche del sottosuolo. Questo si chiama *reservoir engineering*. Oggi è una delle aree più delicate e critiche del processo produttivo petrolifero. Fino alla metà degli anni '20 del XX secolo era la più trascurata.

C'era stato un pioniere della dinamica dei fluidi, John F. Carll, morto nel 1904 e i cui studi erano usati come teoria. C'era stata l'istituzione del primo corso di laurea in *petroleum engineering*, e i primi si laurearono a Pittsburgh nel 1916. Ma ci volle sino alla metà degli anni '20 perché gli studi ricevessero finanziamenti e acquisissero spessore; e si dovette attendere sino al 1937 perché fosse pubblicato «il primo vero e proprio testo di meccanica dei giacimenti di idrocarburi»<sup>49</sup> a opera di Morris Muskat, un *petroleum engineer* di Gulf Research and Development<sup>50</sup>. L'interesse all'ottimizzazione del fattore di recupero si era conquistato un ruolo nel processo di produzione.

L'armamentario di base della moderna industria di esplorazione e produzione petrolifera può a questo punto dirsi compiuto. Il suo progresso ha seguito una sequenza in fondo semplice. Prima si è sviluppato il modo di estrarlo; poi si è cominciato a studiare come e dove trovarlo; e alla fine ci si è cominciati a chiedere come si potesse tirarne fuori il più possibile.

Il senso della cronologia ci si disvela di grande semplicità. Finché il petrolio affiorava, il geologo era un costo e una perdita di tempo; e anzi non lo si voleva proprio tra i piedi. Finito il «petrolio visibile», aumenta però il rischio connesso al perforare; e con l'aumentare della profondità anche l'investimento che vi è connesso. Cercare di capire prima e meglio cosa c'è sotto non è più una perdita di tempo e denaro, ma diventa un esercizio di *risk mitigation*.

Di petrolio vi è sovrabbondanza. Al punto che quando comincia si fa prima a cambiar pozzo che a capire come fare a spremere meglio quello che c'è. Con l'aumentare delle profondità e dei costi unitari magari però comincia a nascere qualche dubbio. La botta finale la dà l'idea che possa finire la sovrabbondanza, e anzi il petrolio stesso. Negli anni successivi la Prima guerra mondiale si va precisamente diffondendo negli Stati Uniti il timore che il limite della capacità produttiva si stia avvicinando. L'effetto è immediato. All'idea di cercare di recuperare di più ci si comincia ora a prestare attenzione. Il *petroleum engineering* ha trovato finanziatori.

Questo è il senso del movimento dell'innovazione. L'invenzione è magari accidentale. Ma il processo inventivo non è casuale; e nemmeno innocente.

## Il carburante della crescita

«L'avvento del cracking catalitico, legato al nome di Eugène Houdry, segna la fine della fase dei grandi inventori; in seguito gli sviluppi (molti e importanti) saranno sempre meno frutto di iniziative individuali»<sup>51</sup>.

In parallelo all'evoluzione inventiva che in pochi decenni aveva dato configurazione moderna ai processi sia di esplorazione e produzione che di raffinazione del petrolio, si erano però anche sviluppati e consolidati entro gli anni '30 per invenzioni e applicazioni (quasi) tutti i fondamenti tecnici dell'estensione dell'uso dell'idrocarburo ad applicazioni ulteriori a quelle cui sembrava naturalmente destinato (trasporto, riscaldamento, energia elettrica).

Il processo Haber-Bosch per la sintesi dell'ammoniaca è del 1913; e il suo uso per produrre i primi fertilizzanti sintetici azotati risale all'inizio degli anni '20. Le materie prime per la produzione di termoplastiche, già realizzate a livello di laboratorio nel secolo precedente, evolvono a possibilità di produzione industriale negli anni '30; il polistirene negli stabilimenti tedeschi di IG Farben dal 1931, e il polietilene in quelli inglesi di Ici (dove la prima sintesi industriale è del 1933) a partire dal 1939<sup>52</sup>. Il vantaggio competitivo del petrolio è tale che si comincia a produrlo anche a partire dal suo concorrente naturale. Bergius aveva idrogenato il carbone per farne benzina già prima della guerra; Franz Fischer e Hans Tropsch brevettano il loro processo alternativo nel 1925, e dal 1936 la Germania comincia la produzione industriale di (petr)olio sintetico. Il prodotto finale del Fischer-Tropsch è ricavato da una miscela gassosa di monossido di carbonio e di idrogeno; insomma e per semplificare, dalla gassificazione del carbone. Ancora oggi, i principali schemi e progetti di produzione di olio sintetico a partire da carbone o da gas (*coal liquefaction, gas liquefaction*) sono basati sui suoi sviluppi.

Era cominciata con il mercato dell'olio di balena. E adesso non c'era mercato che, grazie alla sua abbondanza, al suo costo e alla sua densità energetica, sembrasse poter esistere senza idrocarburo. L'80% dei prodotti della chimica organica moderna (dai farmaceutici ai fertilizzanti) richiede petrolio<sup>53</sup>.

## TRA MERCATO E INVENZIONE

La plastica ne è figlia. E nell'agricoltura, in pochi decenni, il suo arrivo cambia radicalmente la vita dell'Occidente. E più lentamente anche altrove.

Per secoli e millenni, la terra l'aveva smossa il lavoro umano; o al meglio quello di buoi e cavalli. Ed era tanto se una giornata di lavoro ne smuoveva abbastanza per darti energia, in forma di cibo, bastante a fartene smuovere ancora il giorno dopo, e magari a fartene risparmiare abbastanza da nutrire i tuoi cuccioli. Il tuo lavoro è l'unico che può smuovere la terra, la terra è l'unica fonte di cibo e un giorno di lavoro ti dà poco più di un giorno di cibo. Non ti resta nulla o quasi da scambiare, e null'altro che tu possa fare. Benvenuto nella società agricola.

Poi un giorno arriva un motore. Alimentato da quello strano carburante di Drake. Nell'800 se eri un agricoltore più o meno benestante e ti potevi permettere di usare gli animali e non solo le tue braccia ti ci volevano in media 30 ore di lavoro per produrre una tonnellata di frumento. Metti un trattore al posto delle bestie, e già 50 anni fa te ne bastano 2. Un solo agricoltore basta per far quello per cui prima ce ne volevano 15. Che gli altri 14 se ne vadano in città a cercare di inventarsi qualcosa da fare non è una scelta; ma giusto una necessità. Negli Stati Uniti l'occupazione in agricoltura coinvolgeva nel 1850 il 60% della popolazione attiva. Nel 1975 la percentuale era scesa al 2%. Benvenuto nella civiltà urbana.

Il motore si diffonde. E aumenta di potenza. Gli animali escono di scena, e non potrebbe essere altrimenti. Un buon cavallo da tiro può fornire lavoro in misura pari a quello che fornirebbero 6 uomini. Ma se oggi negli Stati Uniti ricambiassero i trattori in cavalli, ci vorrebbero 300 milioni di ettari a foraggio solo per nutrire gli animali. E 300 milioni di ettari sono il doppio dell'intera superficie coltivabile del Paese<sup>54</sup>. Tornare indietro vuol dire carestia.

Il petrolio alimenta il motore che moltiplica il lavoro. Però bisognerebbe anche che la terra aiutasse. Perché da quando il lavoro lo moltiplica il motore, gli umani hanno preso l'abitudine di moltiplicare se stessi come mai prima; e la terra da smuovere non è cresciuta in proporzione. Insomma bisognerebbe che la fertilità della terra imparasse a prendere esempio da quella umana. Il problema è che la terra ha bisogno a sua volta di nutrirsi, e soprattutto di sostanze azotate, per non morire. I concimi organici non possono per definizione essere illimitati. La rotazione delle colture, e in particolare la piantagione periodica di leguminose aiuta; ma non contribuisce certo alla moltiplicazione produttiva. Haber-Bosch corre in soccorso. I fertilizzanti azotati (principalmente a base di ammoniaca o urea) possono essere prodotti dall'idrocarburo. L'uso dei fertilizzanti sintetici aumenta esponenzialmente a partire dagli anni '50. In parallelo la produzione agricola del globo aumenta in pochi decenni del 400%. È la rivoluzione verde.

Abbiamo iniziato il '900 che eravamo meno di un miliardo. L'abbiamo finito che eravamo più di 6. Molto ha aiutato la penicillina. Per il resto, rivolgetevi al petrolio.

## Il secolo americano

## Navi e tassi

Inizia il '900 e sul petrolio ci si aggrega prevalentemente in quattro tribù. Quelli che non sanno di averlo. Quelli che sanno di averlo ma non sanno bene cosa farne. Quelli che ce l'hanno, e lo usano benissimo. E infine quelli che non ce l'hanno, ma che in qualche caso hanno capito di averne bisogno, e presto. Il Medio Oriente è di là da venire. La Russia produce a iniziativa privata, concentrata nella regione di Baku e puntando essenzialmente all'exportazione<sup>1</sup>. L'America ne trabocca; e Ford le produrrà il primo «Modello T» il 27 dicembre 1908. L'Europa dispone di una produzione assai limitata; e nel 1900 il maggiore produttore è la Polonia, seguita dalla Romania.

C'era il carbone, in Europa. Ma qualcuno comincia a fare di conto. L'Inghilterra inizia il declino (che poi le ci volessero decenni per accorgersene, fa parte della normale *hybris* delle nazioni). La sua quota del commercio mondiale aveva toccato il 23%; e comincia a essere erosa. La superiorità sul mare era stata strumento necessario dell'espansione; e non si poteva neanche pensare di perderla. Per questo inquietavano i segnali dell'espansionismo altrui; e in particolare quelli che a inizio secolo venivano dalla Germania, che sembrava avere dato inizio a una gara di riarmamento della flotta in cui si doveva competere e che andava assolutamente vinta.

Winston Churchill è il primo leader politico che riesce a convincere se stesso e il suo Paese ad affidarsi al petrolio. Quelli che ce l'hanno non necessitano di guida per scegliere; il petrolio c'è, e basta<sup>2</sup>. Churchill non solo ne ha; ma è pure ricchissimo di quel suo presunto concorrente storico chiamato carbone. Però anzitutto la flotta. L'Ammiraglio scopre la densità energetica. O comunque che ci vuole meno peso e volume in petrolio di quel che ci vuole in carbone per produrre lo stesso lavoro; e che Diesel ha messo insieme un motore che permette di trarne frutto. Meno peso e volume vuol dire andare più veloci e/o più lontano; e anche, in termini di potenza, con un mezzo più maneggevole. Non si può permettere che altri ci arrivino prima. Una flotta a carbone è intrinsecamente più debole di una flotta a nafta. Nel 1912 la decisione di abbandonare la propulsione a carbone per il nuovo naviglio bellico che si va costruendo (e in particolare la classe di navi veloci *Queen Elisabeth*) si fa irreversibile<sup>3</sup>.

## IL SECOLO AMERICANO

Adesso però ci vuole il petrolio. E dato che serve per la guerra, servirebbe avercelo di proprio. Una guerra magari non la si vorrebbe mai; ma se poi comincia è difficile sapere prima contro chi si finisce. Se non ce l'hai in casa, devi comunque andartelo a prendere altrove. All'inizio di quell'altro secolo non è che ci si fossero dedicati in molti. I grandi fornitori/produttori del primo '900 si riducevano a due. C'era la Standard Oil, che voleva dire Rockefeller, che voleva dire America. Di dipenderci non era perciò neanche il caso di pensarci. Poi c'era già Shell, che voleva dire che si stavano mettendo assieme una società olandese (Royal Dutch), che aveva trovato petrolio in Indonesia, e un armatore (Samuel), che inventandosi una logistica<sup>4</sup> aveva conquistato i mercati d'Asia. Aveva anche petrolio in Romania, e infine aveva aggregato gli interessi dei Rothschild in Russia. Però era pur sempre un gruppo economico, tra l'altro con prevalenza della parte olandese già Shell. Insomma l'idea era che per rendere sicura la marina non bastasse comprare petrolio; ma si dovesse comunque averne di proprio. Per dirla con Churchill «noi dobbiamo diventare proprietari, o almeno avere il controllo della fonte per la quantità di greggio di cui abbiamo bisogno»<sup>5</sup>.

William Knox d'Arcy aveva spesso oltre 20 anni della propria vita in Australia, dove aveva messo assieme una fortuna investendo in un prospetto aurifero. Rientrato in Inghilterra nel 1889, aveva accettato di finanziare e poi di guidare un'avventura avente come scopo l'acquisto di diritti minerari nell'allora Persia per ricavarvi e produrvi idrocarburi. L'acquisto si consuma rapidamente. Nel 1901, Knox d'Arcy ottiene dallo scia Mozaffar al Din una concessione sessantennale che copre i 5/6 del territorio del Paese (con la sola esclusione della parte più settentrionale), per un totale di 1.243.000 km<sup>2</sup>. Il prezzo era fissato in 20.000 sterline subito; e nel 16% dei profitti annuali se e quando. Ci erano poi voluti 7 anni, e pagine da epopea della perforazione, per trovare qualcosa. La scoperta arrivò infine nel 1908; e troppo tardi perché Knox d'Arcy potesse continuare a finanziarsi. Era così subentrata in posizione maggioritaria Burmah Oil; e la società costituita per lo sviluppo e lo sfruttamento del giacimento di Masjid-i-Suleiman prese il nome di Anglo-Persian Oil Company (Apoc). Era nata quella che oggi si chiama Bp.

Fatta la scoperta, bisognava portarla a mare. E magari provvedere prima dell'imbarco, anziché a destinazione, alla raffinazione del prodotto. Voleva dire costruire un oleodotto di oltre 200 km che avrebbe dovuto superare due catene montuose, e una raffineria che fu localizzata ad Abadan, sullo Shatt al Arab. Finite le infrastrutture, peraltro, erano di nuovo finiti i soldi. Si era al 1912; e con l'investimento ancora necessario per lo sviluppo dell'iniziativa si rischiava di dover scegliere tra chiudere o vendere. Una situazione ideale per un intervento pubblico.

Churchill può avere il «suo» petrolio. L'unica volta a memoria d'uomo in cui il Parlamento inglese aveva approvato la partecipazione diretta a un'impresa era stata per il Canale di Suez. Per Apoc si bisca. Il 17 giugno 1914

## IL SECOLO AMERICANO

Churchill porta ai Comuni una proposta di legge per l'acquisto del 51% di Apoc al prezzo di 2,2 milioni di sterline. L'azionista pubblico avrebbe avuto diritti di *governance* ma non di gestione diretta; e separatamente sarebbe stato sottoscritto un contratto non pubblico per una fornitura ventennale alla Marina. La legge passa con 254 voti contro 18. Riceverà il definitivo consenso reale il 10 agosto; 6 giorni dopo l'inizio delle ostilità tra Inghilterra e Germania.

Non è la flotta inglese a decidere direttamente la guerra, e neanche l'approvvigionamento via Apoc<sup>6</sup>. La flotta inglese e quella tedesca si incontrano alle Shetland, i tedeschi tornano in porto e poi si decide sulla terra. Per mare, se la flotta tedesca è neutralizzata, così non è poi per i sottomarini; che grazie al motore di Diesel fanno a pezzi i rifornimenti più di quello che forse da una flotta tradizionale si sarebbe potuto pretendere<sup>7</sup>. E quanto all'approvvigionamento, agli inglesi ne finisce per arrivare incomparabilmente di più dagli Stati Uniti e da Shell che non da proprietà loro.

I tedeschi sfondano, e avvicinano Parigi. Bisognerebbe tenere sulla Marna, ma mancano truppe. O meglio a Parigi ci sarebbero, ma non si sa come farli arrivare. In tassi<sup>8</sup> Ci provano. Tutti i tassi della capitale requisiti, riempiti di soldati e mandati al fronte. Arrivano in tempo. L'aneddotica dice che l'esercito gli abbia persino pagato la corsa. Con il treno, anche se ci fosse stato, non ce la si sarebbe fatta; che il treno va solo dove ci sono le rotaie, e non sempre dove c'è bisogno. I tedeschi sono fermi. Il motore a quattro tempi di Otto ha fermato la locomotiva dei suoi compatrioti.

Poi, nella carneficina, si cominciano a usare gli aerei. Era essenzialmente con un motore derivato da quello di Otto e (molto) alleggerito<sup>8</sup> che i fratelli Wright erano decollati tra le dune il 17 dicembre 1903. Pochi tra i militari credevano all'inizio di potersene fare qualcosa. E invece cominciò con la ricognizione, e finì con il bombardamento; e nel contrattacco della vittoria, il 25 luglio 1918 gli inglesi nel settore di Amiens arrivarono già a sganciare dietro le linee tedesche e in un solo giorno quasi 300 tonnellate di bombe. Prima della fine era sceso in campo anche Diesel, con uno strano trattore corazzato e sparante che avrebbe preso il nome di *tank*, e per noi di carro armato. Il battesimo fu già sulla Somme, ma per quello vero si dovette attendere sino a Cambrai, il 21 novembre 1917, quando 324 carri armati di primitiva generazione furono mandati all'attacco. Attraversarono tre fasce di reticolati, disse un testimone, come se si fosse trattato di una distesa di ortiche. In una guerra dove le avanzate erano centimetri, conquistarono in un giorno 8 km. Poi li fermarono, anche perché le perdite ne avevano ridotto la forza d'urto e i cingoli avevano ancora un qualche difetto di fabbricazione; però a luglio del 1918 erano già più che tornati in pista, e il giorno dopo il bombardamento ad Amiens erano lì loro a sfondare il fronte e a disorganizzare la ritirata<sup>9</sup>. Bombardamento aereo e assalto dei carri. Sembrava già la guerra dopo; e la benzina in buona parte ce l'aveva mandata l'America<sup>10</sup>.

La guerra finì dopo 8, o forse 10 milioni di morti, o forse più. La macelleria non era ancora finita e già ci si occupava della prossima. Era cambiato il mondo; ed era cambiato il petrolio. Forse Churchill non aveva ricavato grande beneficio bellico dall'acquisto di Apoc; e le flotte non avevano deciso la guerra. Forse. Però era certo che sulla densità energetica aveva visto giustissimo; anche se poi le applicazioni più visibili ed eclatanti avevano preso la via della terra e del cielo più che quella del mare. Nel 1914 erano partiti in treno e andavano all'assalto a cavallo. Adesso il carro armato, come il trattore in agricoltura, mandava in pensione il cavallo; e quella forma di tassi collettivo che è il camion, laddove non sostituiva il treno, poteva almeno sostituire le gambe nel tragitto dalla rotaia alla destinazione. Erano partiti che per sapere cosa c'era dietro le loro linee si poteva solo contare su spie; e che l'artiglieria era l'unica bombarda. Tornarono che con un aereo potevi fotografare il nemico dall'alto, e far prendere pure meglio la mira alla bomba.

*Tank*, aereo, mobilità logistica su ruota anziché rotaia. La prossima, se e quando ci sarà, la si combatterà con loro; che se mancano è persa prima ancora di incominciare. Nulla che possa funzionare senza la densità energetica del petrolio. Il *tank* non può andare a legna, né l'aereo a carbone. C'è bisogno di lui<sup>11</sup>.

È la lezione del Grande conflitto. Senza petrolio si perde<sup>12</sup>. Tranne che in America, del petrolio lo sviluppo civile può ancora in gran parte fare a meno. L'elettricità la fai con le dighe e il carbone, e non si capisce perché quelli che non sono ricchi dovrebbero spostarsi con mezzi diversi dai servizi pubblici e per fare che cosa. Però il mondo di Versailles e del suo dopo può inventare convenzioni su convenzioni per condannare la guerra; ma neanche dopo la carneficina riesce a immaginarsi fuor di retorica che esistano altri mezzi di composizione dei conflitti<sup>13</sup>.

Senza petrolio è a rischio il fondamento della sovranità. E la guerra che verrà, se ancora c'è dubbio, ne darà riprova.

## Il petrolio americano

Nella *vulgata* corrente, parlare di petrolio ha spesso un odore tra l'esotico e l'antagonista. Di qualcosa che comunque viene da lontano, e che può in qualunque momento esserci negato o esserci fatto pagare l'indicibile. Non è vero adesso; ma lo straordinario è il quanto fosse visibilmente infondato prima. Knox d'Arcy emoziona, l'America Latina avvince, lo scontro di mondi per un pozzo appassiona. Eppure il petrolio contando da Drake ha 150 anni di storia; e per 100 la sua è stata una storia americana. Non nel senso della loro politica estera. Nel senso della loro produzione e sviluppo interni.

Nel 1900 al mondo si producono all'incirca 150 milioni di barili/anno; e pochissimo meno della metà negli Stati Uniti. Nel 1920 la produzione mondiale è salita a quasi 700 milioni di barili, di cui circa 2/3 prodotti negli Stati

Uniti. Dal 1910 al 1945 la quota di produzione americana sull'intera produzione mondiale non scende mai sotto il 60%; con punte (l'ultima nel 1927) del 71%. Sino al 1948 gli Stati Uniti sono esportatori netti; e solo da quell'anno la corrente prende a invertirsi. Nel 1960, l'anno che segue il centenario di Drake, la produzione mondiale è più che decuplicata rispetto al 1920. Siamo intorno ai 7,5 miliardi di barili/anno, o se preferite circa 21 milioni di barili/giorno. Con oltre 7 milioni di barili/giorno negli Stati Uniti si produce ancora il 33% del petrolio mondiale. Il secondo produttore, la Russia sovietica, è fermo a 2,91; e l'Arabia Saudita comincia giusto a mostrarsi con il suo 1,31<sup>14</sup>. Per un secolo, a essere i Signori del Petrolio gli basta (quasi) casa loro. L'apparente illimitatezza delle risorse naturali e la capacità di forgiare istituzioni che consentono di utilizzare al meglio quel ben di Dio sono caratteristiche dell'America e della sua storia<sup>15</sup>; però senza petrolio sarebbe stata un'altra storia.

Produrre petrolio in America ha le sue peculiarità. La proprietà della terra è proprietà anche del sottosuolo; insomma virtualmente fin giù al nucleo. Non vai dall'Amministrazione a chiedere che ti concedano il permesso di cercar minerali, sulla base del fatto che le risorse del sottosuolo sono «pubbliche»<sup>16</sup>. Vai dal contadino o dal padrone di casa e se non gli compri la proprietà gli chiedi il permesso di scavarci. Di solito gli chiedi la terra in *lease* (in pratica in affitto e magari solo, in guisa di *mining lease* o equivalente, nel limite necessario alle tue specifiche necessità d'uso) e in cambio gli corrispondi una *royalty*. Non esistono diritti su un giacimento; ma solo sui pezzi di terra che ci stanno sopra. Quel che fuoriesce dentro la tua terra è tuo; che è il principio cui si dà il nome di *rule of capture*. Ognuno perfora il pezzettino suo; e da uno stesso *reservoir* può trovarsi a estrarre un numero virtualmente illimitato di produttori ciascuno per suo proprio e distinto diritto. Le immagini d'epoca fotografano cumuli disordinati di torri di produzione (*derricks*) che paiono quasi abbandonate in discarica; e la discarica è invece un vero giacimento in produzione e azione seppure sotto l'incertezza di quel troppo di costruito che gli grava sopra. Ciascuno s'era ingegnato a costringere la propria trivella dentro i propri pochi metri quadrati di *lease*; e i *derricks* si erano ammassati al punto che quasi sembrava si sostenessero l'uno con l'altro.

Le grandi scoperte americane sono all'origine di tutte le grandi società petrolifere che nel tempo si sono affiancate a quelle nate dallo smembramento della Standard Oil di Rockefeller. Però chi ci è riuscito è diventato grande mettendo assieme in forma di *lease* quote importanti del giacimento; e praticamente mai il giacimento tutto. Il giacimento è un condominio, seppure quasi anarchico nel garantire pienezza di libertà e proprietà a ciascun condomino. E al condominio partecipa di regola un numero imprecisato e spesso assai consistente di «proprietari» piccolo-medi. Gulf Oil e Union Texas nascono seppur sotto altro nome a Spindletop; però formalmente sono solo due delle 1500 *oil companies* che si registrano come tali nell'area in meno di un anno dal *gusher*.

*Rule of capture* e sovraffollamento hanno almeno due conseguenze. La prima è, per così dire, un certo qual disordine produttivo. Tanti buchi attaccati l'uno all'altro e la corsa a chi pompa di più e per primo non sono del tutto compatibili con la dinamica dei fluidi. Il gas, se esce prima o assieme, lo si lascia vagare per l'atmosfera non sapendo cosa altrimenti farne; e il traffico nei canali tra i pori della roccia diventa caotico, e all'apparenza assolutamente casuale. L'introduzione della pratica dell'unitizzazione, e cioè della gestione unitaria del giacimento con trasformazione in quotisti dei singoli *rightholders*, non fu né facile né veloce; come è sempre stato in America per tutto ciò che pare porre un qualche limite all'esercizio pieno di un diritto proprietario. Insomma, ci fu un grandissimo spreco.

La seconda conseguenza è che l'industria petrolifera americana, a differenza di quel che ci siamo abituati a vedere quasi ovunque altrove, non è solo affare per grandi società. Se il petrolio non ce l'hai e devi andartelo a cercare altrove, o se quello che hai è molto profondo, produrre petrolio diventa un gioco che implica un alto volume di investimenti, e perciò per ricchi. Se però ti può affiorare nel giardino di casa, o venir su da pochi metri di sotto, allora ci possono giocare grandi e piccini. All'estremo del piccolo ci sono gli *stripper wells*. Uno *stripper well* è un pozzo che produce meno di 10 barili/giorno. Potrebbe sembrare cosa meno che insignificante; se non fosse che negli Stati Uniti ce ne continuano ancora oggi a essere più o meno 400.000<sup>17</sup>.

In parallelo al crescere di grandi *corporations* va in scena anche un numero assai rilevante di medio-piccoli, quando non proprio piccolissimi, produttori. I produttori indipendenti sono da sempre un'*industry* a sé; con interessi spesso configgenti rispetto a quelli dei grandi. Sono anche una *constituency* ragguardevole; e posto che alle elezioni i voti si contano e non si pesano sono anche spesso in grado di influenzare la politica americana più e meglio dei loro più famosi fratelli maggiori. Cosa di cui, nel corso degli anni, non sono mancati gli esempi. Le *majors* magari producono lobby; ma gli *independents* (direttamente) voti.

Il secolo americano del petrolio è quello della leadership della sua produzione. Ma soprattutto quello della leadership del consumo e delle sue forme. Ce l'hanno e lo usano. La grande svolta è il matrimonio tra il petrolio e Henry Ford; ovvero la catena di montaggio; ovvero l'organizzazione tayloristica del lavoro. Ford T o anche *flivver* (macinino): 93 minuti per «costruirla», 4 cilindri, cilindrata 2900, 20 hp. All'inizio costa 850 dollari, che è più o meno 1/3 della concorrenza; alla fine il modello base ne costerà 285. In 20 anni (1908-27) se ne producono 15.007.033. È la rivoluzione dei trasporti. E perciò autentica rivoluzione sociale. Il petrolio come carburante, e anzi propellente, del sogno americano.

Un libro del 1919 titola *Oil: The New Monarch of Motion*; e nel tributare già osserva che «not a wheel turns which is not dependent on petroleum»<sup>18</sup>. Agli inizi degli anni '20, negli Stati Uniti circolano più di 10 milioni di veicoli; e in tutta

Europa a stento uno<sup>19</sup>. A fine decennio l'Europa sarà vicina a 5; ma già le sole automobili circolanti per gli Stati Uniti avranno superato i 26 milioni, e cioè quasi l'80% del parco circolante mondiale. Lo sviluppo dell'investimento stradale è accelerato, e le *highways* conoscono la loro prima moltiplicazione. I negozi cessano di vendere carburante, sostituiti dalla presenza sempre più frequente nel panorama oculare delle nuove stazioni di servizio. Nel 1925, di fianco alla US Route 101 e quasi a metà strada tra San Francisco e Los Angeles, a San Luis Obispo, si inaugura il Milestone Mo-Tel; il primo di una serie infinita di alberghi che adotteranno poi il nome Motel, e rimodelleranno il formato tradizionale per asservirlo alle esigenze automobilistiche.

È nata la mobilità. Di donne, uomini, e anche merci; il treno c'era già, e i battelli pure, ma la strada ti porta anche altrove. Gli Stati degli Stati Uniti, all'interno dei confini federali, si globalizzano. Il mercato federale progenitore del mercato globale. Il petrolio servirà anche a vincere le guerre; ma da adesso in America è indispensabile anche a un'ordinaria vita civile<sup>20</sup>.

## Da Versailles al Medio Oriente

La politica petrolifera, per qualche decennio, è essenzialmente cosa tra America e Inghilterra<sup>21</sup>. Ci sarà qualche battuta dei Paesi produttori (più o meno) in via di sviluppo; ma ci vorrà ancora tempo prima che acquistino identità e soggettività politica. L'Asia è lontana, e la rivendicazione giapponese sul petrolio ancora neanche formulata. La Russia avrà bisogno di anni per essere in condizione di tornare a sporgersi fuori di casa. In Europa, la Francia sgomitava per rimanere potenza; ma il ruolo glielo riconosceranno più di forma che di sostanza. L'Italia sembra non avere ben capito a cosa serve il petrolio, insistendo come insiste sul possedere Dalmazia e Anatolia e a disinteressarsi dello scenario mediorientale; e quando poi negli anni '30 le riuscirà di mettere piede in Iraq, si affretterà a vendere per finanziarsi la guerra d'Etiopia<sup>22</sup>. La Germania ha perso; e dopo Weimar cercherà di provvedere autonomamente a se stessa.

Quella anglo-americana è da subito una competizione irrimediabilmente squilibrata. Quando comincia la Conferenza di Versailles Woodrow Wilson è in numerosa compagnia. Al suo fianco ha virtualmente oltre 7 milioni e mezzo di autoveicoli immatricolati negli Stati Uniti nel 1919; e poco meno di 400 milioni di barili di petrolio prodotti nell'anno. Il leader dell'impero britannico, Lloyd George, è accompagnato da qualche automezzo; e praticamente da nessun barile prodotto a casa sua. Potrebbe contare, è vero, sulla produzione in Persia di Apoc; e magari, con una forzatura, sentire propria e rivestire dell'*Union Jack* anche la produzione di Shell. Ma in totale la produzione dell'anno delle società anglo-olandesi è di 180 milioni di barili; che sono persino meno di quelli prodotti nel 1919 dalle società americane che operano fuori degli Stati Uniti (oltre 195 milioni)<sup>23</sup>. In punto di petrolio, con la

Russia ancora alle prese con la Rivoluzione, gli altri più che non contare non esistono.

L'Inghilterra è stata veloce nel capire che senza petrolio le guerre si perdono. Ma cerca di garantirselo usando l'armamentario del vecchio ordine europeo, quasi che nuovi protagonisti ed esigenze non siano ancora entrati in scena. L'obiettivo è la Mesopotamia. Il petrolio si cerca (ancora) dove affiora. A Sud, verso Bassora, quasi lo si odora. Ma è a Nord, in regione di curdi, che non può non essercene. Quelle continue eruzioni spontanee (un fuoco «perenne» alimentato da fuoruscite di gas naturale) che qualcuno dice essere state le fornaci in cui Nabucodonosor ha gettato gli ebrei sono segnale tanto promettente da sembrare probante. E dunque per trasformare la regione di Mosul in una concessione petrolifera si sgomita sin da inizio secolo con i tedeschi. Si arriva persino a definirla, la concessione; ma in contemporanea allo scoppio del conflitto, e in forme tali da farla assomigliare più a una generica e non impegnativa promessa che a una fonte di diritti. Per evitare equivoci, quando la guerra finisce l'Inghilterra, dopo la data d'armistizio, fa marciare i suoi ancora per un paio di giorni. Anche se l'ordine mondiale chiede a tutti di fermarsi loro arrivano comunque sino a Mosul, che poi si farà sancire lo stato di fatto.

Tra gli altri, l'Inghilterra commette due errori di valutazione. Uno è di pensare con la testa rivolta all'800 europeo, e dunque di credere che per sistemare il Medio Oriente basti mettersi d'accordo giusto con l'alleata nobile, la Francia; che gli altri non c'entrano. È dall'inizio della guerra che ogni tanto ci si incontra e si tirano righe sulla carta geografica. Il disegno più famoso l'hanno fatto insieme per conto delle rispettive diplomazie Sykes e Picot, ed è la base del prosieguo. Siria francese e Iraq inglese. Che limitatamente al petrolio voleva dire giacimenti inglesi; e volendo, un tubo francese per portarlo in Mediterraneo<sup>24</sup>. C'era da fare qualche correzione. Soprattutto perché Sykes pensando alle turbolenze russo-curde aveva lasciato Mosul e il Nord dell'attuale Iraq alla Francia. Poi gli inglesi avevano chiarito in via diplomatica che la regione di Mosul l'amministravano sì i francesi; ma la concessione petrolifera restava inglese. Ai francesi l'ordine pubblico; e agli inglesi il petrolio. Era un po' troppo.

Vista anche la leggerezza formale della più o meno presunta concessione, agli inglesi toccò infine, giusto per sicurezza, di prendersi tutto. Nel *tourbillon* di conferenze che si succedettero a Versailles, l'accordo definitivo fu raggiunto a Sanremo. La trattativa privata aveva disegnato i confini del moderno Iraq. Il primo e forse unico Paese il cui *limes* è segnato dall'ansia altrui (inglese) di rinchiuderci dentro quanto più petrolio possibile; e giusto in base alla probabilità di trovarcene, che tutto si compie senza che un solo barile sia ancora stato certificato. Poi ci restano chiusi dentro anche curdi, sciiti, sunniti, e una qualche altra minoranza; ma che non sia scontato farli convivere nella stessa comunità politica non pare motivo non dicasi di preoccupazione, ma neanche di pensiero.

L'Iraq è attribuito, e resta solo da prenderselo. Qui il secondo errore. Tra un trattato e una conferenza, chi ha vinto sta decidendo confini e assetto anche di chi non c'era; e persino di chi non c'è ancora. È vero, Wilson si è presentato a Versailles proclamando tra i suoi celebri 14 punti – o se volete principi per la convivenza internazionale futura – il principio dell'autodeterminazione dei popoli. Ma anche in lui l'idea sembra generare, se non pentimento esplicito, almeno confusione<sup>25</sup>. E comunque non gli impedisce di dichiarare che «Bassora, Baghdad e Mosul devono essere considerate un'unica entità ai fini amministrativi, sotto l'effettivo controllo britannico». Poi per carità, si deve parlare di «mandati» e non più di «colonie». Nel senso che un Grande amministra un altro Paese solo perché quest'ultimo non è ancora maturo abbastanza da amministrarsi da solo; e con il solo scopo di educarlo a fare da sé. Non c'è da stupirsi se nella pratica un Grande abbia qualche difficoltà almeno iniziale a praticare la differenza; e se per converso colui che è giudicato ancora bisognoso di educazione si senta un po' frustrato nella sua aspettativa di autodeterminazione. Succede così che nell'estate del 1920 gli arabi d'Iraq si sollevino, attentando a ferrovie, provocando sommosse nelle città, uccidendo funzionari inglesi<sup>26</sup>. E che gli inglesi organizzino un pezzo d'esercito in spedizione punitiva, incendino villaggi, riscuotano sanzioni riparatorie, e complementino il tutto con mitragliamenti e bombardamenti aerei. Muoiono 400 britannici e 10.000 iracheni; e Churchill pare si disperi perché in un Paese provato da anni di macelleria in trincea «non sappiamo più cosa fare per trovare altri soldati»<sup>27</sup>.

I due errori sono in realtà dimenticanze, però gravi. Gli inglesi hanno sottovalutato due soggetti magari assenti dal gioco politico e diplomatico dell'800, ma protagonisti del secolo che segue. I *taxpayers*; e l'America<sup>28</sup>.

Ci sono pochi governi al mondo, fuor d'America, che si dimostrano più sensibili di quello inglese all'idea che si può (ancora) essere potenza solo se si controlla petrolio. Esserne proprietari è sicurezza. E lo schema coloniale dell'amministrazione diretta garantisce proprietà e dominio delle terre da cui sgorga. La rassicurante idea che il pozzo è mio, e nessun'altro lo può occupare se non muovendomi direttamente guerra; ed esiterà a muovermela, perché se difendo bene il pozzo lui senza petrolio la guerra la perde. Nel 1920 già non funziona. Perché se spendo in un anno per tenere il pozzo in Medio Oriente più di quello che spendo in sanità a casa mia, preferisco curarmi meglio adesso e correre qualche rischio di perdere il pozzo domani. Se elimino quel pochissimo di welfare che ho a bilancio giusto per difendere il petrolio perdo le elezioni. Benvenuti nella modernità.

Dopo avere ridisegnato tante mappe per creare l'Iraq e tenercelo, adesso l'Inghilterra scopre che le costerebbe troppo, e che il Parlamento le negherebbe probabilmente i soldi<sup>29</sup>, e comunque preferirebbe per certo spenderli altrove. È la fine della colonia, e dell'opzione/annessione. Il *taxpayer* impone la (auto)decolonizzazione. L'imperialismo, in forma coloniale, è diventato

## IL SECOLO AMERICANO

troppo caro. Cerchiamoci piuttosto un monarca locale, facciamoci confermare la concessione e usiamo del periodo di mandato per esercitare un po' di amministrazione indiretta, che è il massimo che ci possiamo permettere. In fondo in Persia non siamo padroni, ma per adesso funziona; e dunque replichiamo in Iraq.

Serve un candidato al trono. Faisal è di dinastia ascemita. Vanta perciò discendenze dirette dal Profeta; ed è figlio di Hussein, che ha accettato l'alleanza inglese contro gli ottomani durante la guerra. Insomma è perfetto; e a suo fratello Abdullah, per evitare gelosie e complotti, si può dare la Transgiordania. A Mosul inizia l'obsolescenza della forma coloniale, e dunque dell'idea che sia possibile essere padroni non solo del petrolio, ma anche dei territori e delle genti che ci stanno attorno; e comincia la storia dei rapporti per il petrolio con la nazione araba.

Non ci si può prendere il territorio perché costa troppo. Però neanche ci si può prendere la concessione giusto accordandosi con la Francia, e lasciandogliene un pezzo. È il secolo americano; e loro non sono d'accordo. Tra l'altro, la fine del conflitto coincide negli Stati Uniti con il diffondersi della preoccupazione che ciclicamente ha attraversato la storia del petrolio. Quella della sua fine imminente<sup>30</sup>. Il grido d'allarme parte da istituzioni più che autorevoli (U.S. Geological Service; Bureau of Mines, ecc.)<sup>31</sup>; e sicuramente contribuisce a rafforzare una politica di ingerenza diretta nella suddivisione dei diritti petroliferi fuori di patria. Comunque sia, l'America muove all'assalto giuridico e diplomatico dell'accordo anglo-francese per Mosul. È «guerra fredda»<sup>32</sup> tra Inghilterra e Stati Uniti. L'arma preferita dagli americani è il principio dell'*open door*; l'impegno cioè a garantire a tutti i Paesi costituenti la nascente Società delle nazioni possibilità di traffico e commercio all'interno dei territori oggetto, come l'Iraq, di regime di «mandato». Detto così, sembra un impegno liberale e mercantilista. Riferito al suo uso da parte americana nella guerra fredda per Mosul e il suo petrolio, ha un significato assai più ristretto e lineare. Vengo anch'io.

Alla fine li si accomoda; e con l'accomodamento svaniscono d'incanto le perplessità sull'esistenza e validità giuridiche della concessione originaria. Un gruppo di società petrolifere americane, guidate da Standard Oil of New Jersey (che, essendosi ormai dissolto lo Standard Trust, da qui chiameremo Exxon), subentra pro quota nei diritti. La ripartizione finale della concessione di Mosul è la divisione del 95% della società titolare della stessa (Tpc, Turkish Petroleum Corporation, poi Ipc, Iraqi Petroleum Corporation) in quattro parti uguali, facenti capo rispettivamente ad Apoc, Royal Dutch/Shell, Cep (la società costituita dai francesi) e Near East Development Company (in cui erano confluiti gli interessi delle società americane, ed essenzialmente di Exxon, Mobil e Gulf). Il 5% residuo rimane nelle mani di Calouste Gulbenkian, senz'altro il più geniale *developer* d'affari della storia petrolifera<sup>33</sup>.

## IL SECOLO AMERICANO

Firmarono il 31 luglio 1928. Il 15 ottobre dell'anno prima, proprio dalle parti delle fornaci di Nabucodonosor, un *gusher* s'era innalzato di 50 metri verso il cielo; e c'era voluta una settimana per riportare la situazione sotto controllo. Il pozzo era Baba Gurgur, e il giacimento produce ancora. Il petrolio iracheno era diventato realtà.

Oltre che sulla concessione, i quattro s'erano messi d'accordo anche su altro. Essenzialmente, sull'idea di non farsi concorrenza nella regione. Al netto di Gulbenkian, 25% a testa a francesi e ad americani, e 50% agli anglo-olandesi. In fondo era formula che riconosceva la primogenitura inglese nell'area, e pareva equilibratamente tenere conto degli interessi degli altri vincitori. Tirarono una riga che correva in parallelo a tutto il nord della Turchia, ne scendeva a ovest, passava per Suez, circumnavigava poi l'intera penisola arabica escludendo da sé il Kuwait e tornava al punto d'origine sovrapponendosi ai confini di Persia e Russia. Passò alla storia come «linea rossa», si tramanda dal colore della matita con cui fu tracciata. Dentro la linea, i quattro erano impegnati a non farsi concorrenza tra loro. Persia inglese; e resto del Medio Oriente spartito a quattro. L'ordine proprietario futuro pareva disegnato.

Non andò esattamente così. L'accordo era tra società, e non fra Stati. E c'erano società petrolifere americane estranee all'accordo iracheno che cominciavano a cercare opportunità di espansione fuori di casa, e anche perciò entro i confini segnati dalla linea rossa. Come si andò evolvendo la concorrenza anglo-americana nella penisola araba (che alla firma degli accordi di Mosul era ancora vergine di ricerca petrolifera) fu poi questione essenzialmente di imprenditoria, di fortuna tecnica (non sembri un ossimoro), e magari anche un po' d'intrigo<sup>34</sup>. La politica dei governi c'entrò all'inizio abbastanza poco; e però la marginalità inglese ne uscì definitivamente segnata.

L'Inghilterra era protettrice degli emirati e stati della regione; e assumeva come principio che eventuali concessioni petrolifere nelle aree del Golfo Persico fossero soggette alla condizione del rispetto dell'*English control*; in pratica, all'essere il concessionario inglese o a controllo azionario inglese. Più che naturale che gli americani non ci si rassegnassero. Il problema per l'Inghilterra era però anche che per tenere la posizione sarebbe stato necessario avere un qualche candidato concessionario inglese. Mancando in casa un'industria petrolifera, l'unico candidato possibile (o quasi) era Apoc; e per quanto il territorio fosse dentro la linea rossa Ipc. Il problema era che in Apoc (e apparentemente, in generale anche in Ipc<sup>35</sup>) erano fermamente convinti che il potenziale petrolifero della penisola arabica fosse pressoché nullo; al punto di rendere pubblica una loro preferenza per l'investire in Albania<sup>36</sup>. Non puoi obbligare uno a diventare concessionario *malgré lui*.

Gli Stati Uniti negli anni '30 non è che a livello di governo fossero iperattivi nella regione. Il problema per l'amministrazione era piuttosto (dieci anni dopo la paura per la fine del petrolio...) la sovrapproduzione petrolifera domestica; e dunque figurarsi se andavano a impegnarsi per cercarne di ulte-

riore fuori. Ci volle fino al 1939 (7 anni dopo la prima scoperta nella penisola, che avvenne in Bahrain nel 1932) perché si decidessero ad accreditare una rappresentanza diplomatica in Arabia Saudita; e lo fecero delegandovi il proprio ambasciatore in Egitto.

Però ci fu chi si diede da fare, e due società in particolare. Socal (Standard Oil of California, che noi oggi conosciamo come Chevron), e Gulf (che era nata a Spindletop). Per gli inglesi continuare a dire no divenne insostenibile. Socal finì per prendersi prima il Bahrain e poi l'Arabia Saudita<sup>37</sup>; e per sostenere il peso degli investimenti iniziali e garantire uno sbocco alla produzione diede vita a una *joint venture* con un'altra società petrolifera emergente, Texaco. Gulf si prese a sua volta metà Kuwait, e in condominio paritario con Apoc (che dopo la scoperta di Socal aveva, seppur in ritardo, cominciato a cambiare opinione sul potenziale dei luoghi). Tutto s'insabbiò con la guerra, dal momento che il potenziale era intuito enorme ma scoperte e produzione erano ancora giusto in germoglio. Però tutto era già pronto per quel che avrebbe caratterizzato il dopo. L'Arabia era americana.

## La guerra

Se è vero che senza petrolio si perde, forse la guerra è segnata prima ancora di cominciare. Nel 1939 gli Stati Uniti producono quasi 3,5 milioni di barili/giorno. Il Venezuela è fornitore loro, e ne produce più di 560.000. Il Messico confina, e fa 117.000. L'Inghilterra nulla. Però la Persia fa 220.000, e l'Iraq 82.000. Le Indie Olandesi (che vuole essenzialmente dire Royal Dutch/Shell) 160.000, e Burma altri 20.000 abbondanti. Quelli russi è difficile contarli; ma che viaggino nell'ordine dei 650-700.000 barili/giorno sembra stima realistica.

Tra quelli che finiranno dall'altra parte c'è ben poco. La Romania è di gran lunga il pezzo più importante, con 127.000 barili. L'Albania è oltre i 20.000. Germania e Polonia stanno un po' sopra e un po' sotto i 10.000. Il Giappone è a 6500. L'Italia, al netto dell'Albania, a 241<sup>38</sup>.

Non si dovrebbe neanche cominciare. Se si comincia, è anche perché all'inizio l'America è fuori; perché i tedeschi pensano, come la volta prima, che con i sottomarini si può bloccare il traffico di mare e isolare l'Inghilterra dal suo petrolio; e infine perché i tedeschi si stanno arrangiando da soli.

Il regime nazista, in parallelo alla preparazione alla guerra, ha varato un suo «programma mobilità». La realizzazione di grandi autostrade, e la costruzione di un'automobile che per prezzo e caratteristiche possa essere di massima accessibilità per le famiglie. Una specie di modello americano calato dall'alto, con il suo necessario succedaneo di Ford T. I primi prototipi della macchina del popolo sono del 1934. La nuova fabbrica a Wolfsburg è del 1938. Poi la guerra; e la *Volkswagen* in forma di maggiolino dovrà aspettarne la fine per conoscere produzione, diffusione e celebrità.

Tra possibilità di guerra e progetto di automobilismo di massa bisogna a ogni modo garantirsi più carburante. Provvedono Bergius-Bosch e Fischer-Tropsch<sup>39</sup>. E cioè i due processi industriali conosciuti di produzione di benzine sintetiche da carbone. Sono ben sperimentati e affidabili. Nel 1931 la prima fabbrica di benzina sintetica produce già 300.000 tonnellate/anno di prodotto, e Bergius e Bosch si vedono assegnare il Nobel per la chimica. C'è un problema. La benzina sintetica, rispetto a quella da normale raffinazione, costa uno sproposito. Hitler appena salito al potere capisce che lo sproposito potrebbe essere giusto il prezzo della sovranità. A fine 1933 il neonato Reich e le industrie IG Farben si accordano per una produzione di 400.000 tonnellate/anno per il decennio 1935-44. La differenza di costo se l'accolla il Reich. Poi il piano quadriennale del 1936 accelera<sup>40</sup>. Durante la guerra, al punto di maggior capacità produttiva, la Germania avrà in funzione 12 impianti Bergius-Bosch e 9 impianti Fischer-Tropsch. La produzione supera i 3 milioni di tonnellate/anno; che, al netto delle rese di raffinazione, va vicino al riuscire a produrre da carbone l'equivalente di una produzione di petrolio tra i 70 e gli 80.000 barili/giorno. Insomma si erano quasi fatti l'Iraq in casa. Togli l'America, e metti assieme benzina sintetica e sottomarini, e per sciagura di tutti l'idea che la guerra non sia comunque persa diventa assai meno peregrina. Il sintetico ti dà per lo meno speranza di prenderti i pozzi altrui prima di non bastarti più. I grandi strateghi della mobilità saranno poi per conseguenza e paradosso quelli con meno carburante. *Le Panzerdivisionen* di Guderian avanzano in Russia con chilometraggi prima impensabili; e l'Afrika Korps di Rommel gioca a gatto e topo con gli inglesi di Tobruk. Si impantano entrambi. Non ne avevano abbastanza<sup>41</sup>.

Che poi la guerra sia stata «del» o «per il» petrolio è questione di dibattito tra storici. Che sia stata fatta solo per quello è se non sciocchezza esagerazione. Che ne sia stato o meno una concausa più che significativa divide ancora le opinioni anche di chi vi si è accostato muovendo giusto dall'energia o dalla storia del petrolio<sup>42</sup>. Però è guerra che comincia per il Giappone subito dopo l'embargo petrolifero americano<sup>43</sup>, e continua con il (vano) tentativo di raggiungere i pozzi delle Indie Olandesi prima che siano fatti saltare. E che finisce per la Germania con un'offensiva che ha per obiettivo i pozzi di Baku, e si ferma a Stalingrado. È una guerra che alla fine allinea da una parte tutti quelli che ce l'avevano, e dall'altra quelli che no. Forse non furono solo affinità politico-culturali a tenerli reciprocamente assieme.

Infine arrivò l'America. E la benzina sintetica finì per evaporare davanti alle sue capacità di produzione e di raffinazione. Gli Stati Uniti riuscirono ad approvvigionare il 90% dei prodotti petroliferi utilizzati dagli Alleati. E a usare dei processi catalitici e di *reforming* come mai prima. L'aviazione voleva carburante a 100 ottani. Prima della guerra ne producevano 5000 barili/giorno; nel 1941 45.000; nell'ultimo anno di conflitto avevano superato i 400.000. Prima della guerra importavano 550-650.000 tonnellate/anno di

gomma. Partendo nel 1941 dal nulla, nel 1944 avevano messo in piedi via butadiene<sup>44</sup> una capacità produttiva nell'ordine delle 836.000 tonnellate/anno di gomma sintetica. I trasporti su gomma erano garantiti. Infine un nuovo processo di produzione della materia-base toluene dal petrolio moltiplicò in breve la capacità di produzione di esplosivi. Le bombe potevano essere all'occorrenza sovrabbondanti<sup>45</sup>. E lo furono.

È stato anche così e per questo che la Seconda guerra mondiale ci ha cambiato la vita. Non tanto e solo per i troppi che ci ha ammazzato; ma perché per errore suo dopo non ci è più riuscito di farcene un'altra.

### Il mercato che si allarga

La guerra, quando la cominci, non sai quando né come ti finisce. E neppure sai quanto petrolio ti beve. Nella Seconda guerra mondiale gli Alleati da soli ne restituirono all'atmosfera quasi 7 miliardi di barili: 6 ce li misero gli americani; e il resto gli inglesi. Quando gli Stati Uniti ci entrano, ne producono circa 1,4 miliardi all'anno; ma con quelli, oltre all'uso militare, devono far funzionare oltre 30 milioni di autoveicoli e averne d'avanzo per produrre altre cose di vita quotidiana. Insomma ce ne vuole di più perché basti a tutto.

La produzione interna aumenta nel periodo bellico del 30%. Non è sufficiente a evitare il razionamento del carburante per la circolazione automobilistica. E insieme a evitare il periodico ritorno in scena della paura per la possibile fine del petrolio. Questa volta, peraltro, qualificata soprattutto come pericolo dell'esaurirsi del petrolio nazionale. Insomma ci si sente diventati un po' inglesi, e bisogna garantirsi fuori di casa. Nessuno più dubita che il principale obiettivo di sviluppo diventi a questi fini l'Arabia Saudita<sup>46</sup>.

Il coordinamento con l'alleato di produzione, logistica e distribuzione era stato in guerra un'esigenza fondamentale. Ed è normale che si pensi che possa essere utile anche dopo. In guerra può sembrare che il petrolio non basti; ma c'è già nel 1945 chi vede riaffiorare all'orizzonte un rischio di sovrapproduzione, se non americana mondiale. Comunque sia, regolamentare le nuove produzioni può garantire stabilità e prevedibilità ai flussi; e vale dunque la pena di provarci<sup>47</sup>.

C'era da attrezzarsi a diventare importatori netti di petrolio; e da cercare di farlo mantenendo il controllo del mercato e provvedendo alla sua regolazione. Il Secretary of Interior Harold Ickes propone già nel 1943 un approccio spruzzato quasi di socialismo. Un trattato con l'Inghilterra che aiuti al di là delle sue forme verbali a controllare assieme la produzione mondiale, e magari a programmarla; e l'acquisizione diretta da parte del governo americano degli interessi di Texaco e Chevron in Arabia Saudita. Quest'ultima una specie di Apoc II 30 anni dopo; con la variante (nella proposta iniziale) del controllo pubblico totalitario e della gestione diretta, a cui Churchill non avrebbe osato spingersi.

Non se ne fa niente, ma Ickes magari sbagliando la ricetta ha capito la direzione del mondo che cambia. L'obiettivo e insieme il problema. Sino alla fine della Seconda guerra mondiale quella del petrolio, forzando un po', è stata la storia del «petrolio in un solo Paese». Gli Stati Uniti da soli producevano e consumavano più della metà del petrolio mondiale. Per gli altri era carburante pubblico e bellico; ma continuava a c'entrarci poco con la vita quotidiana delle famiglie. Quando nel 1948 gli Stati Uniti diventano importatori netti, continuano a realizzare a casa loro più del 50% della produzione mondiale. La metà del petrolio del mondo non gli basta.

Dunque bisogna aumentare i produttori. Ma, insieme a questo e per colpa anche della guerra fredda, la politica di sostegno all'Europa d'Occidente ottiene come effetto di moltiplicare i consumatori. La scoperta della centralità dell'Arabia e il Piano Marshall modellano le forme dell'ultimo quarto del secolo di Drake<sup>48</sup>.

I consumi. La non negoziabilità delle riparazioni dovute agli sconfitti e l'intangibilità del debito contratto dagli Alleati erano state le armi con cui Versailles aveva reso ineluttabile la crisi europea e gettato le premesse della seconda grande macelleria. La Seconda guerra mondiale aveva poi avuto tra i suoi esiti quello di mandare in scena un nuovo primo attore. La macelleria non era ancora finita, e già si capiva che il nuovo ordine sarebbe stato competizione in forma di conflitto tra Stati Uniti e Unione Sovietica<sup>49</sup>. Forse fu per questo; o forse perché c'era bisogno di un mercato più grande; o forse perché c'era da difendere la democrazia. O forse fu in varie dosi un po' di questo, e anche dell'altro. Il Piano Marshall fu comunque il contrario di Versailles. Non riparazioni o riscossione del debito. Gli Stati Uniti fanno credito, e gratis, alla ricostruzione. «Una grandiosa operazione di economia del dono»<sup>50</sup>.

In Europa, assieme al dono, ci prendiamo anche il modello. Il Piano Marshall ci finanzia (anche) la riconversione del carburante civile da carbone a petrolio. E il carbone europeo non facciamo nulla per difenderlo, e anzi regolamentando prezzi e concentrazioni del carbone e non ponendo alcuna barriera all'importazione di petrolio acceleriamo quando non anche determiniamo gli esiti della *interfuel competition*<sup>51</sup>. In 20 anni l'Europa dimezza la produzione carbonifera, e lascia per strada 2/3 dell'occupazione di settore. Però insieme a frigoriferi e lavatrici la nostra vita si popola soprattutto di automobili. Più o meno 8 milioni noi e 40 loro nel 1947; e appaiati oltre i 100 milioni ciascuno 30 anni dopo<sup>52</sup>. Benvenuti nell'*oil club*. E dopo di noi il resto del mondo. È finita l'asimmetria tra priorità militare e sviluppo civile; e il carburante della crescita è diventato indispensabile alimento quotidiano. Prima si converte al modello l'Europa; e poi, per quanto possono, tutti gli altri. Si era finita la guerra che si dubitava fosse abbastanza. Nel 1950 ce ne beviamo fra tutti 10 milioni di barili/giorno, e ce n'era per tutti. L'espansione del modello impenna la curva verso l'alto. La nostra voracità sembra raddop-

piarsi su base decennale: 21 milioni nel 1960; e saranno quasi 46 nel 1970. La nuova produzione, sin qui, è più che sufficiente a saziarci.

La produzione, appunto. *Back to Arabia*. L'incontro del febbraio del 1945 sulla *Quincy*, ancorata nell'area del Canale di Suez, tra il presidente Roosevelt e il sovrano saudita Ibn-Saud è uno degli episodi più narrati della storia del petrolio e della geopolitica mediorientale<sup>53</sup>. Ed è comunque, almeno simbolicamente, il punto d'avvio della egemonia petrolifera americana in Medio Oriente e della riduzione a poco più che comparsa della presenza inglese. Egemonia americana che infine si materializza senza esposizione diretta dello Stato. Importazione e controllo del mercato, in qualche modo la Oil Foreign Policy, possono essere delegate alle società petrolifere nazionali, senza che l'Amministrazione debba esporsi direttamente. È più flessibile e conveniente dell'intervento pubblico diretto proposto da Ickes. Basta evitare che le compagnie confliggano tra loro; e garantirsi che abbiano spalle finanziariamente sufficienti a reggere il gioco nella fase di investimento.

Chevron e Texaco forse non sono abbastanza grandi per sviluppare e distribuire il petrolio d'Arabia. Invece di nazionalizzarle, è però meglio favorirne l'aggregazione con altri soci privati. Nel 1948 viene risolto il patto di non concorrenza dei partner di Mosul; insomma l'Accordo della linea rossa. Le due società americane parti del consorzio iracheno sono Exxon e Socony-Vacuum/Mobil. Adesso sono libere di espandersi nel resto della penisola arabica; e diventano subito partner di Chevron e Texaco in Arabia Saudita.

La commercializzazione della produzione iraniana andrebbe meglio garantita in termini di disponibilità dei mercati finali e di coordinamento di produzione e prezzi con gli altri *producers*. Sì, ma non serve un trattato internazionale. Basta un accordo che affidi a società con altri interessi nell'area, e perciò oggettivamente necessitate al coordinamento, la commercializzazione della produzione Apoc (che adesso si chiama Aioc, Anglo-Iranian Oil Company). Nel settembre del 1947 Aioc affida per 20 anni la commercializzazione della propria produzione a Exxon e Mobil, che così vengono ad assumere contemporaneamente interessi (se pur di diversa portata e natura) in Iran, Iraq e Arabia Saudita. E quasi a reciprocare, Gulf affida pressoché in contemporanea a Shell la commercializzazione della propria produzione in Kuwait. I produttori nazionali indipendenti, e soprattutto i maggiori, lamentano la loro esclusione? Non li si ostacola nel cercarsi il proprio spazio, anche se questo si porta appresso un potenziale di turbativa delle regole del gioco. E così nella c.d. zona neutra (un settore di deserto tra Kuwait e Arabia Saudita regolato da un regime di libero transito) si sistemano Aminoil (American Independent Oil Company, il cui azionariato era integralmente composto da *independent oil producers*, seppure individualmente già di grandi dimensioni) e Getty Oil.

L'obiettivo è raggiunto. Produrre fuori come a casa propria, e regolamentare il mercato internazionale come fosse il proprio mercato domestico. Gli

ulteriori riaggiustamenti mediorientali degli anni '50 non faranno che riconfermare lo scenario e l'egemonia.

Prima c'è l'Iran. Mossadeq nazionalizza Aioc; e gli americani sono gli organizzatori del colpo di Stato che rovescia Mossadeq, reinsedia lo scia e reintegra Aioc. Nelle precedenti nazionalizzazioni sudamericane<sup>54</sup> non erano intervenuti; e qui cambiano approccio. Forse è il petrolio. O forse è soprattutto che l'Iran confina con la Russia, e il suo partito comunista (il Tudeh) può molto rafforzarsi sull'onda dei cambiamenti di Mossadeq. La reintegrazione di Aioc è comunque parziale. Le operazioni petrolifere in Iran saranno gestite da un consorzio<sup>55</sup> in cui ad Aioc è riconosciuto solo il 40%; il 14% va a Shell; il 6% ai francesi (Cep); e il rimanente 40% se lo spartiscono alla pari le 5 «grandi» società americane operanti nella penisola arabica<sup>56</sup>. In definitiva, per effetto del tentativo di nazionalizzazione una quota significativa della produzione iraniana passa dal controllo inglese al controllo diretto americano.

Poi c'è Suez. A metà degli anni '50 2/3 del traffico in transito sono petroliere che approvvigionano l'Europa. Il Canale è ancora proprietà anglo-francese. Il 26 luglio 1956, in un discorso ad Alessandria d'Egitto, il leader egiziano Nasser annuncia la nazionalizzazione del Canale di Suez<sup>57</sup>. Tra fine ottobre e inizio novembre israeliani, inglesi e francesi sono protagonisti di un'azione militare congiunta per l'occupazione del Sinai e il controllo del canale. Tecnicamente l'operazione ha militarmente successo. Politicamente è disastro.

Sta arrivando l'inverno. Il Canale è otturato dal naviglio affondato dagli egiziani in concomitanza all'attacco. Fare arrivare petrolio in Europa presuppone e necessita di altre rotte e di collaborazione americana. Solo che Inghilterra e Francia all'Amministrazione americana non solo non hanno chiesto il permesso, ma neanche l'hanno detto prima. E in Medio Oriente lo sbarco dei paracaduti a Suez l'hanno giudicato un'azione da vecchio colonialismo e si sono innervositi; tanto che l'Arabia Saudita ha proclamato l'embargo petrolifero ai Paesi della coalizione. E soprattutto Medio Oriente e per estensione Suez sono nel 1956 *american backyard*; e per giocare nel loro cortile bisogna imparare a chiedere il permesso. La reazione americana è durissima. Se volete petrolio andatevene dall'Egitto. Neanche un barile sino a quando l'ultimo paracadutista non è rientrato a casa; e auguri per l'inverno. A metà dicembre, tutti gli effettivi sono stati ritirati; e l'America fa infine partire un programma di fornitura invernale per l'Inghilterra e il continente europeo.

Suez conferma che il gioco non è più a due, e che l'Inghilterra, per non dire la Francia, ha diritto al più a un posto in seconda fila. Lo si capiva già; ma qui lo si certifica. E il petrolio fa da notaio. Il mondo è un unico mercato. Interno. Americano. Sono passati meno di 98 anni da Titusville.

## Essere Produttori

### Gli inizi

C'era una volta un Signore che consumava da solo più del 60% del petrolio prodotto al mondo; e ne produceva addirittura più di quanto ne consumava, riuscendo persino a esportarne. Il secondo produttore storico, la Russia, aveva incominciato come un'avventura assolutamente privata (Rothschild e Nobel); e poi dopo la Rivoluzione era diventato un energivoro in proprio (insomma, in corso di industrializzazione forzata, essenzialmente un autoproduttore) non interferendo o quasi per qualche decennio con quel che avveniva altrove. Qualcun altro (le Indie Olandesi) avrebbe dovuto aspettare sino a diventare Indonesia per dare voce di proprio; che tecnicamente era ancora colonia. In attesa che in Medio Oriente si consolidassero Stati e scoperte, di Stati Produttori<sup>1</sup> sovrani e indipendenti ne erano rimasti, e pure vicini al Signore, essenzialmente due: il Messico e poi a seguire il Venezuela.

Il Messico era alla fine della Prima guerra mondiale il maggiore produttore fuor di Stati Uniti. Nel 1920 aveva raggiunto i 499.000 barili/giorno. I 2/3 della produzione facevano capo a un gruppo a prevalenza inglese guidato da Shell; e il resto a un gruppo americano infine guidato dall'attuale Exxon. L'iniziativa, anche sull'uscio di casa degli Stati Uniti, l'avevano presa per primi quelli che non ce l'avevano. Lo Stato messicano formalmente non s'era quasi accorto di nulla; che il regime del sottosuolo era identico a quello americano, e dunque acquisendo privatamente diritti sul prato di sopra se ne acquisivano, senza passare dallo Stato, anche sul petrolio di sotto.

La Rivoluzione messicana cambia le regole. La Costituzione del 1917 attribuisce allo Stato la proprietà delle risorse del sottosuolo. Adesso i diritti bisogna farseli concedere dall'Amministrazione. Poco dopo la produzione si ritrova a fare i conti diffusamente con fenomeni di *water flooding*. Dai pozzi, cioè, esce sempre più acqua, e sempre meno petrolio<sup>2</sup>. Anche se il *reservoir engineering* sta ancora nascendo, qualcosa investendoci si sarebbe già in grado di fare<sup>3</sup>; e comunque restano tante aree che potrebbero attirare nuova esplorazione. Ma non si investe nella Rivoluzione. Nel 1930, la produzione messicana è scesa a 105.000 barili/giorno. Il conflitto tra governo e società petrolifere è ordinaria storia quotidiana. Nel 1938 si alza e di molto la tensione sindacale. Il governo appoggia la rivendicazione, e le compagnie non concedono. Il 18 marzo 1938

il presidente Cardenas firma il decreto di nazionalizzazione dell'industria petrolifera. È la seconda volta che al mondo succede. Ma il primo era stato Lenin nel 1920; e dunque è quello messicano il vero precedente. Perché Cardenas non nazionalizza proclamando la rottura rivoluzionaria; Cardenas nazionalizza reclamando il diritto di uno Stato sovrano a nazionalizzare.

Intanto s'era trovata l'alternativa; o almeno sembrava. Il Venezuela garantiva all'apparenza stabilità all'investimento; il che pare essere caratteristica solidamente presente soprattutto nelle democrazie occidentali più affluenti e nelle dittature più longeve. Quella venezuelana di Juan Vicente Gomez durò in pratica dal 1908 al 1935<sup>4</sup>, abbastanza insomma da potercisi candidare. Anche qui arrivò prima Shell; e poi Exxon<sup>5</sup>. Nel 1922 si riuscì persino a emanare una legge petrolifera, che desse certezza alle società sulle regole del gioco; e quasi a celebrarne la promulgazione, a dicembre dello stesso anno da un pozzo nel bacino di Maracaibo partì un *gusher*. La produzione seguì un andamento quasi specularmente contrario a quello messicano. Meno di 4000 barili/giorno ancora nel 1921; e oltre 375.000 alla fine del decennio.

I dittatori come tutti muoiono. Quando nel 1935 capita a Gomez, i successori si pongono quasi subito il tema di una diversa spartizione dei ricavi petroliferi. Invece di imboccare diritta la strada della nazionalizzazione o della sua minaccia, pongono il tema di una diversa e maggiore partecipazione dello Stato alle *revenues* petrolifere. Non più una *royalty*, e dunque una quota fissa dei ricavi. Ma una vera e propria compartecipazione ai profitti. Metà alle imprese, e metà al governo. Sta nascendo la regola del *fifty-fifty*.

Le imprese non la prendono benissimo. Espropriate in Messico; e a ruota dimidiate in Venezuela. Che i loro governi, e soprattutto quello americano, intervengano; e nel frattempo che si organizzi un embargo all'acquisto del greggio messicano.

Il Messico aiuta il Venezuela; e la guerra aiuta entrambi. Exxon accetta di trattare con i venezuelani. *Fifty-fifty*, Messico *docet*, è sempre meglio di un esproprio. Il governo americano la mette sul conciliante. Il suo armamentario giuridico lo consente. Gli Stati Uniti riconoscono per propria dottrina costituzionale che uno Stato sovrano possa procedere a un esproprio nell'interesse pubblico. Insomma, il «diritto» di Cardenas. A condizione, peraltro, che all'espropriato venga offerta pronta, efficace e adeguata compensazione<sup>6</sup>. Su che cosa significhi «*adequate, effective and prompt*» si può poi sempre trattare. E possibilmente in fretta. In Europa è scoppiata una guerra. Mettere sotto embargo il petrolio messicano vuol solo dire farglielo vendere ai tedeschi; e mandare in tentazione anche i venezuelani.

Gli inglesi non sono d'accordo. Non si può creare il precedente. Il petrolio si possiede, non si compra; e alla nazionalizzazione bisogna perciò resistere, perché pregiudica la certezza dell'accesso<sup>7</sup>. Sarà perché loro sono ancora padroni di colonie, e gli Stati Uniti invece sono stati una colonia; ma sembra ripetersi la mancanza di sentimento del tempo che già aveva afflitto gli inglesi

nell'avventura irachena. Gli americani tirano dritto, e nel 1943 chiudono l'accordo su entrambi i fronti. In Messico è definita e concordata la *compensation* dovuta per l'esproprio agli interessi americani; e in Venezuela diventa legge l'accordo *fifty-fifty*.

Le due storie corrono poi separate. Il Messico si chiude all'investimento straniero e concentra l'attività nella società nazionale, Pemex. Gli ci vorrà fino al 1972 per tornare a superare la produzione del 1920; e fino alla messa in produzione delle grandi scoperte degli anni '70<sup>8</sup> per ridiventare un produttore mondialmente significativo. Una delle prime province petrolifere della storia ha segnato produttivamente il passo. La solitudine ha fatto mancare capitali e tecnologie; e il management, o meglio la sua assenza, ha fatto il resto. Il Venezuela passa invece da un governo di sinistra (Betancourt<sup>9</sup>) sino al 1948 a un governo militare a una democrazia continuando ad accogliere l'investimento altrui e ad aumentare la produzione: 800.000 barili/giorno nel 1944; e 3,2 milioni nel 1960. Insieme alla produzione aumenta anche la «nazionalizzazione» del personale tecnico; progressivamente sempre più numeroso anche nelle posizioni dirigenziali. Nazionalizzerà, in senso proprio, solo nel 1974; precipitando anche per questo, dal 1973 al 1985 da 3,37 a 1,68 milioni di barili/giorno<sup>10</sup>.

Nazionalizzare senza capitali può non essere un buon affare. È vero che il petrolio non è più di un unico Signore; però a penalizzarti basta che ce ne sia troppo. La prima nazionalizzazione è vittima della sovrabbondanza; e dunque del fatto che ci si può rifornire da altri e magari pure investendoci direttamente. Che è in fondo la constatazione da cui nasce l'idea secondo cui è meglio per ciascuno di loro se i Produttori riescono a mettersi d'accordo. La stagione dell'Opec è matura.

## Tra reddito e sovranità

Grand'angolo dal pozzo, inizio anni '50. Da quando l'America comincia a importare, si marca sempre di più un mondo diviso tra quelli che lo consumano e quelli che lo producono. Quelli che lo consumano non ne hanno, o comunque non abbastanza; e quelli che lo producono non hanno abbastanza soldi o abbastanza popolazione per poterselo consumare<sup>11</sup>. Di qui Europa e America, e un po' di Giappone (che il resto d'Asia e segnatamente Cina e India viste dal pozzo quasi ancora non esistono, e si aggiungeranno dopo); di là Messico, Venezuela, Indonesia, Medio Oriente e tra poco il Nord Africa. Messico e Venezuela sono da tempo «Stati», per quanto turbolento il loro governo. Gli altri, Stato lo stanno diventando, evolvendo gli uni da colonia<sup>12</sup> e gli altri da principato (spesso a base settaria e/o tribale); evoluzione quest'ultima che transita anche e sovente per la dismissione dello stesso principe<sup>13</sup>. La maggior parte dei Produttori sta prendendo forma e coscienza di sé; e in parallelo scoprendo nel petrolio la propria risorsa fondamentale.

Il movimento si misura con i paradigmi del 1943; e all'inizio finisce per prendere quasi universalmente la direzione venezuelana. Più partecipazione ai profitti da subito; e alla nazionalizzazione semmai ci si penserà dopo. All'inizio la si usa solo come minaccia. L'aveva già fatto lo scia di Persia nel 1932, annullando unilateralmente la concessione Apoc; e ricavandone allora in cambio una partecipazione del 20% ai profitti d'impresa. Adesso si tratta solo di allinearsi al Venezuela. In Arabia Saudita è così dal 1950; in Kuwait dal 1951; e la prassi si fa poi generalizzata. Dalla miseria di una piccola *rendita/royalty* si passa alla pienezza della compartecipazione, almeno finanziaria.

Il *fifty-fifty* sarà poi solo una base di partenza, e i Produttori avranno successo nel far crescere progressivamente la propria quota. L'apertura alle imprese «minori» (dalle indipendenti americane alla stessa Eni) consente di metterle in concorrenza con le *majors* e di strappare loro condizioni migliori che in pratica costituiscono un «premio» per l'accesso. A livello di Paese, la vera svolta in questa direzione la dà la Libia<sup>14</sup>, che dal 1955 apre agli investitori petroliferi offrendo loro aree più ridotte rispetto a quelle delle prime grandi concessioni e soprattutto privilegiando coscientemente i «piccoli» nell'assegnazione delle stesse<sup>15</sup>. A livello societario, per contro, la prima spinta la darà proprio l'Eni di Mattei; che, esclusa dalla possibilità di compartecipare ai possedimenti delle *majors*, decide di giocare in proprio rilanciando. L'inizio è con il botto. L'accordo che Mattei chiude con gli iraniani nel 1957 sancisce in pratica una divisione 25/75. I Produttori cominciano a elaborare sul principio *divide et impera*; e l'entrata in scena degli indipendenti avvia per paradosso il declino del ruolo delle società petrolifere dei Paesi consumatori.

I volumi aumentano. Nel 1950 la produzione mondiale è a 10,9 milioni di barili/giorno. In 10 anni è quasi raddoppiata a 21 milioni. È il prezzo che non si schioda, e anzi in termini reali scende: 1,75 dollari/barile nel 1950; 1,80 dollari nel 1961, e pare addirittura intenzionato a ribassare anche in termini nominali. Continua a essercene troppo. Dalla fine degli anni '50, a peggiorare le cose, anche la Russia ha smesso di produrre giusto per se stessa; e sta cominciando a diventare un attore del mercato<sup>16</sup>. È inutile aumentare la quota di partecipazione ai profitti se poi ti diminuisce il prezzo. Almeno, il Produttore dovrebbe riuscire a far girare al massimo la sua capacità produttiva; che il petrolio del deserto a produrlo costa molto meno di quello degli sviluppati, e dunque l'eccedenza di capacità dovrebbe pesare tutta sulle spalle loro. Neanche questo. Gli Stati Uniti alla loro produzione interna ci tengono. Un barile americano, a produrlo, costa sensibilmente più di un barile mediorientale consegnato in America. Urge un po' di protezionismo. Il presidente Eisenhower lo introduce il 10 marzo 1959<sup>17</sup>. D'ora in avanti le importazioni negli Stati Uniti sono soggette a quote e a un sistema di licenze. In pratica, tra il 1960 e il 1970 rimarranno confinate tra l'11 e il 14% del fabbisogno interno americano<sup>18</sup>. L'*industry* nazionale è salvaguardata; e l'*excess capacity* lasciata sulle spalle dei Produttori. Se vogliono smaltirla, che vendano in Europa.

Eccesso di capacità e protezionismo del maggior cliente. Basta e avanza, per regola classica, a far scendere, se non crollare i prezzi. Da qualche anno si andava a «listino», o come si diceva a *posted price*. Il concessionario fissava un prezzo; e per evitare complicazioni burocratico-amministrative, quel prezzo era poi utilizzato per calcolare ricavi e profitti ai fini dell'applicazione della regola del *fifty-fifty*, o comunque del computo dei profitti a fini di compartecipazione<sup>19</sup>. I *posted price* erano pubblici, e allineati tra loro. In un mercato della domanda, i concessionari si trovavano spesso a vendere a sconto; ma lo sconto per regola tacita andava per intero a loro carico come rischio commerciale, e non incideva sul computo della quota di profitto dovuto al Produttore.

Tra Russia ed Eisenhower il rischio commerciale cresce; ed Exxon nel 1960 annuncia un taglio del *posted* del 7%. Gli altri concessionari si allineano. I Produttori si ritrovano a loro volta uniti da un inaspettato slancio di solidarietà. È da più di un anno che Juan Pablo Perez Alfonso, ministro venezuelano per le Miniere e idrocarburi, e Abdullah Tariki, formalmente capo del direttorato saudita per gli Affari petroliferi e minerari, stanno lavorando a cercare di costruire un'associazione dei Produttori. Exxon aiuta. A Baghdad riescono a mettere assieme, oltre ai loro Paesi, Iran, Iraq e Kuwait. Il 14 settembre 1960 nasce formalmente l'Organisation of Petroleum Exporting Countries<sup>20</sup>.

L'Opec nasce figlia della sovrapproduzione; e dell'America. Quando c'è troppa capacità produttiva, l'America ha insegnato che bisogna allocare quote tra i produttori, in qualche modo ripartendo equamente il sacrificio. Non sarà molto liberista, ma è dagli anni '30 che gli americani lo fanno; ed essenzialmente servendosi per la regolazione di un organismo chiamato Texas Railroad Commission (Trc). Perez Alfonso sembrerebbe all'inizio giusto chiedere che i Produttori possano partecipare al meccanismo. Cerca di limitare il danno del decreto Eisenhower. Chiede all'Amministrazione americana che al Venezuela venga garantito dagli Stati Uniti l'acquisto di un volume minimo annuale. Non riceve risposta<sup>21</sup>. Il grande consumatore fa da solo. Se non si può trovare l'accordo con lui, diventa però obbligato cercarlo almeno tra Produttori; e provarsi a replicare in casa il modello Trc.

L'Opec comincia così. Non ha alla costituzione né rappresentatività né forza. Però esprime da subito un principio. Sin lì si era parlato essenzialmente di volumi. Adesso si inizia a prestare attenzione anche ai prezzi. Il nuovo principio è che i prezzi si cambiano solo con il consenso dei Produttori. Dalle *royalties* si era passati alla compartecipazione ai profitti; poi si era eroso il principio del *fifty-fifty*; e adesso si sta dicendo che il prezzo (figurativo) sulla base del quale si decidono i proventi della compartecipazione devono approvarlo anche i Produttori.

Per qualche anno, farà qualche ma non molta differenza; e l'Opec non andrà molto oltre l'enunciare principi. Il *posted* rimarrà fisso a 1,80 dollari/barile dal 1961 al 1970. Nel frattempo i 22 milioni di barili/giorno di produzione

del 1960 sono più che raddoppiati. Adesso sono quasi 46<sup>22</sup>. Però più ne produci e più abbonda. A metà degli anni '60 il prezzo effettivo del greggio oscilla tra 1,40 e 1,60<sup>23</sup>. Il differenziale è a carico dei concessionari, che comunque non se ne lamentano troppo. Il *posted* come «prezzo» perde qualsiasi significato. Ormai è solo un valore presunto a fini fiscali. La tassazione delle compagnie è calcolata sempre meno sul reddito, e sempre più sui volumi prodotti<sup>24</sup>. Diventa sempre di meno imposta sul reddito, e sempre più accisa<sup>25</sup>.

## Le nazionalizzazioni

Il problema dei Produttori è (anche) che non puoi agire sui prezzi se non puoi intervenire sull'offerta. Insomma se non sei in grado di decidere e modulare a seconda del mercato il volume della produzione. Per fare questo, il giacimento deve essere tuo; e tua anche la sua gestione. Il che rimette in gioco l'opzione messicana, e dunque la nazionalizzazione. Il principio è quello della sovranità sopra le proprie risorse naturali; il significato, al di là degli orpelli e delle proclamazioni, è quello di poter intervenire direttamente sul mercato.

Come e più che in Messico, adesso lo si poteva fare in nome del diritto. Le Nazioni unite approvavano. La Risoluzione 1803 (XVII) del 14 dicembre 1962 aveva riaffermato la sovranità dei popoli e delle nazioni sulle proprie risorse naturali, nonché la possibilità di esproprio e nazionalizzazione al ricorso di ragioni di sicurezza e utilità pubblica, e comunque di interesse nazionale. La Risoluzione 2158 (XXI) del 25 novembre 1966 era poi arrivata a incoraggiare esplicitamente se non forse le nazionalizzazioni per certo le ipotesi di partecipazione diretta<sup>26</sup>. L'Opec ne aveva fatto politica nel suo Declaratory Statement of Petroleum Policy, adottato nel corso della XVI Conferenza, a Vienna, nel 1968<sup>27</sup>. Si potevano acquisire partecipazioni anche nelle concessioni o contratti che espressamente lo escludessero, e ciò «on the grounds of the principle of changing circumstances»<sup>28</sup>. Ma soprattutto si indicava la direzione di marcia; e la direzione scelta era esplicitamente quella della gestione diretta delle proprie risorse petrolifere da parte dei Produttori.

Ne seguì un dibattito che contrapponeva i fautori della nazionalizzazione *tout-court* a quelli della partecipazione (intesa quest'ultima non più come partecipazione agli utili o comunque finanziaria, ma come ingresso diretto nell'*equity* della società concessionaria). Il principale paladino della partecipazione era Zaki Yamani, da tempo più «governatore» che ministro del Petrolio saudita e già, nell'*industry*, avviato a farsi leggenda. L'argomento di Yamani contro la nazionalizzazione immediata era molto semplice. In una condizione di sovraccapacità produttiva, non ci si poteva liberare, assieme alle *majors*, anche del loro interesse e impegno al sostegno del prezzo. Se avessi tolto loro il margine di produzione, lasciando solo quello di raffinazione, il prezzo sarebbe definitivamente crollato; e questo sarebbe stato insieme causa ed effetto di una disastrosa guerra tra poveri, e cioè tra Produttori, per

## ESSERE PRODUTTORI

l'accaparramento di un qualche mercato di sbocco. Meglio le *majors* forti; e avere il tempo di imparare da loro un po' di *oil management* usando per questo la propria partecipazione in *equity*; e soprattutto comprarsi il tempo necessario a capire il mercato e insieme a esso l'opportunità/convenienza di acquisire posizioni non solo come Produttori, ma anche nella raffinazione e nella distribuzione.

All'inizio degli anni '70 si passa dalla teoria alla prassi. Si comincia a diffondere l'idea che la sovraccapacità si stia assottigliando. Per come continuano ad aumentare i consumi, magari non è più vero che ce n'è troppo. Come sempre quando si parla di petrolio i dati sono tutto meno che completi e trasparenti. Un dato è però sicuro. Il petrolio adesso rappresenta circa il 40% del totale dei consumi energetici mondiali; e il suo vecchio padrone, l'America, ne produce meno del 20%. Il resto deve andarselo a cercare. In America per l'America se ne produce troppo poco.

Provano a massimizzare la produzione interna. Nel 1971 le rimuovono ogni limite di legge. Si può produrre a tutta da qualunque pozzo. La produzione interna non aumenta; rallenta giusto, rispetto agli anni precedenti, il proprio declino<sup>29</sup>. Non c'è alternativa all'importare. Il sistema delle quote resta formalmente in piedi; ma i volumi ammessi crescono, e inesorabilmente. Tra greggio e prodotti, gli Usa avevano importato nel 1970 l'equivalente di circa 4,4 milioni di barili/giorno. Nel 1973, sono diventati 6.256.000<sup>30</sup>.

L'Amministrazione americana dà voce alla preoccupazione. Importare è dipendere. La stabilità dell'approvvigionamento può essere minacciata. La voce è soprattutto quella di James Akins, all'epoca direttore dell'ufficio Fuels and Energy del Dipartimento di Stato<sup>31</sup>. Tra le altre, dichiara di non poter dormire al pensiero di una crisi degli approvvigionamenti; e che è nell'interesse dei sauditi ridurre la produzione; e che ormai il mercato è fatto dall'offerta, e la domanda non può che allinearsi e scontare un consistente aumento del prezzo<sup>32</sup>. Il petrolio sta per finire; e i Paesi arabi sono perciò in condizione di usarlo come arma politica. Sta dicendo ai Produttori che se loro gli vengono a dire di essere in posizione di forza lui non può che credergli<sup>33</sup>. E i Produttori lo prendono in parola. Che poi ci sia veramente ragione di preoccuparsi<sup>34</sup>, o che l'idea stessa di uno *shortage* sia giusto un'invenzione<sup>35</sup> da adesso non conta più. Conta la percezione.

La novità è che si possono brandire le armi della riduzione della produzione e persino quella estrema dell'embargo, perché i consumatori per la prima volta mostrano di ritenerle una minaccia seria. Le si può usare per aumentare i prezzi e forzare nuovi punti di equilibrio tra domanda e offerta. E per usarle al meglio, è se non necessario per certo utile gestire direttamente la produzione. Se la sovrabbondanza o anche giusto la sua idea non è più certezza, e anzi il consumatore comincia a ragionare in termini di scarsità, allora viene meno l'argomento di Yamani contro la nazionalizzazione. *The genie is out of the bottle*<sup>36</sup>.

## ESSERE PRODUTTORI

L'Iraq nazionalizza nel 1971; la Libia (in parte, e con modalità non uniformi da concessionario a concessionario) nel 1972; il Kuwait tra il 1974 e il 1975. Il Venezuela si aggiunge nel 1974. I sauditi si mantengono fedeli all'approccio di Yamani, e ci vanno per gradi. Il 25% dell'Aramco nel 1973; il 60% complessivo nel 1974; e il 100% nel 1980<sup>37</sup>. La nazionalizzazione saudita avviene per accordi successivi con gli iniziali azionisti americani; ed è anche contrassegnata dal mantenimento con gli stessi di forti legami sia tecnici che commerciali negli anni anche successivi al completamento della nazionalizzazione. Che Aramco conservi il nome, pur premettendovi «Saudi», ne è insieme simbolo e testimonianza. Delle altre nazionalizzazioni è difficile dire lo stesso; e per certo anche delle compensazioni che le hanno accompagnate<sup>38</sup>.

In parallelo e nelle more, si lavora ad aumentare prezzo e partecipazione finanziaria. Nel 1971 si apre una competizione serrata tra Libia e Iran su chi riesce a strizzare meglio i concessionari (*pro tempore*)<sup>39</sup>. La Libia come arma chiude i rubinetti, e impone ai concessionari di sospendere o cessare la produzione. L'Iraq diminuisce a sua volta. L'Arabia Saudita minaccia di accordarsi. Infine si arriva all'accordo di Teheran. È il 14 febbraio 1971. Si generalizza il passaggio dal *fifty-fifty* a non meno del 55/45 in favore dello Stato produttore. Si aumentano i carichi fiscali. Il *posted sale* di conseguenza da 1,80 dollari/barile nel 1970 a 2,13 nel 1971 e a 2,48 nel 1972<sup>40</sup>. L'America e l'Occidente hanno reazione che più che difesa pare assecondamento.

Teheran dovrebbe garantire stabilità per gli anni a venire. E invece non è ancora firmato che già partono le rivendicazioni al rialzo; e passa giusto un anno prima che la Libia nazionalizzi. Infine si passa il Rubicone. Finisce la «concertazione» del prezzo con i concessionari. Il prezzo lo decidono unilateralmente i Produttori. Il 16 ottobre 1973 l'Opec fissa da sé il nuovo prezzo ufficiale del barile: 5,11 dollari, il 70% in più e in una volta sola del prezzo corrente. A fine dicembre si raddoppia: 11,65. È vero. Nel frattempo è successa la Guerra del Kippur. E il quarto conflitto arabo/israeliano ha fatto precipitare quello che ancora oggi chiamiamo il primo shock petrolifero. Ma non è la guerra che determina la nuova condizione dei Produttori. La guerra fa giusto da catalizzatore; ma la reazione chimica era comunque avviata.

Il genio era già uscito dalla bottiglia. Dei barili di Messico e Venezuela negli anni '30 si poteva fare a meno; e ci volle una guerra per valorizzarli. Di tutti quelli del Medio Oriente dagli anni '70 no; e non è che ci voglia una guerra per capirlo. Alla fine, è sempre soprattutto questione di sottoproduzione e sovrapproduzione. O, meglio, della loro percezione.

## Crisi e guerre

In 50 anni il Medio Oriente ha visto cinque guerre, l'Iran la Rivoluzione, e noi tre embarghi. Abbastanza casistica, si direbbe, da consentire di ragionarci sopra.

## ESSERE PRODUTTORI

Cominciò a Suez, con l'embargo saudita verso Inghilterra, Francia e Israele. In realtà divenne serio perché si trasformò indicibilmente in un embargo americano all'Inghilterra; e non appena l'Europa mostrò di obbedire tutto si risolse.

Poi ci fu la Guerra dei sei giorni, e l'uso dell'embargo come arma. Annunciato dai Produttori arabi nei confronti di Stati Uniti e Inghilterra il 6 giugno 1967. Gli Stati Uniti rimettono assieme il Foreign Petroleum Supply Committee che in collegamento con l'Ocse dovrebbe coordinare l'insieme della logistica e delle consegne dell'Occidente<sup>41</sup>. Funziona benissimo; anche perché i fabbisogni di cassa dei Produttori li rendono comunque desiderosi di vendere il più possibile, e insomma basta farlo comprare in prima battuta a quelli non destinatari dell'embargo perché non ne manchi una goccia a nessuno. Funziona talmente bene che l'embargo viene precipitosamente ritirato già al vertice arabo di Khartoum del 1° settembre<sup>42</sup>. Il *posted price* è come se nel frattempo non ne avesse avuto notizia.

Nel 1973 è più complicato. Guerra del Kippur. Aiuto americano a Israele. Embargo dei Produttori arabi a Stati Uniti e alla troppo filoisraeliana Olanda. Viene dichiarato il 20 ottobre; quattro giorni dopo che i Produttori hanno portato il prezzo a 5,11 dollari/barile. All'embargo i Produttori annunciano di accompagnare una riduzione della produzione<sup>43</sup>, tanto per evitare o limitare il gioco a somma zero della Guerra dei sei giorni. Solo l'Iran fa per conto suo, e anzi aumenta al massimo la propria produzione. Però questa volta l'arma sembra efficace.

Il prezzo ufficiale sale nel dicembre a 11,65 dollari/barile. In un anno è cresciuto di 6 volte; e il 1974 sarà anno di recessione in Occidente. Qui il moto rallenta, e in qualche modo riemergono i limiti di resistenza della «cassa» dei Produttori. Il taglio di produzione, che doveva arrivare al 25%, si ferma al 15, e più come annuncio che come realtà; e in contemporanea perde di ultimatività la rivendicazione «politica» nei confronti di Israele<sup>44</sup>. Il 18 marzo 1974 l'embargo è infine definitivamente tolto.

Qualcosa però non torna. La storia dice che la produzione mondiale media è stata di 51,14 milioni di barili/giorno nel 1972; di 55,68 nel 1973; e di 55,72 nel 1974<sup>45</sup>. La domanda forse avrebbe richiesto una crescita più elevata; però se è mancato qualcosa è mancato solo quel che avrebbe dovuto coprire la domanda addizionale<sup>46</sup>. La produzione assoluta su base annua non è mai scesa; il che considerando due mesi e mezzo di embargo sia per il 1973 che per il 1974 parrebbe meno di un dramma. Quanto poi sia stato effettivamente «tagliato» resta oggetto di congetture. I numeri d'epoca dei Produttori non sono per consuetudine educati alla trasparenza. Riconsiderandoli adesso si è stimato che all'apice della crisi si tenessero in terra circa 3,1 milioni di barili/giorno, che erano il 5,5% del consumo mondiale<sup>47</sup>; e già all'epoca si scriveva che agli Stati Uniti, che dell'embargo dovevano essere massima vittima, fosse venuto meno il 7% dell'import, che tradotto significava il 2,5%

## ESSERE PRODUTTORI

del fabbisogno nazionale stimato<sup>48</sup>. Per 5 mesi. Insomma con un po' di scorte e un efficace ripristino del meccanismo di allocazione del petrolio in Occidente già sperimentati all'epoca dell'embargo precedente non sarebbe dovuto succedere nulla di traumatico<sup>49</sup>. Lo stesso Yamani commenta che «*the world is just one market*», il che fa sì che i Produttori non abbiano mai pensato di poter materialmente impedire le importazioni negli Stati Uniti, e sin dall'inizio fossero consci che «*the embargo is more symbolic than anything else*». Il simbolico, a volte, trasfigura però nel reale. I prezzi sestuplicano e noi si va in recessione.

1979. Nessuna guerra. Nessun embargo. Giusto una rivoluzione. Il 16 gennaio lo scia se ne va in esilio, e a seguire Khomeini rientra in Iran. Non è che boicotti gli infedeli, e gli rifiuti il prodotto. Più semplicemente, smette di produrre. Nel 1978 l'Iran produceva 5,24 milioni di barili/giorno, che lo facevano andar vicino al 9% della produzione mondiale. Nel 1979 diventano 3,17, e nel 1980 1,66. Grosso modo, mancano 4 milioni di barili all'appello. Rifacendo i conti adesso, il massimo della perdita di produzione nel periodo è di nuovo, come nel 1973-74, all'incirca il 5,5% della domanda mondiale<sup>50</sup>. Ma 5,5 deve essere un numero magico. Nel 1973 aveva sparato il prezzo da 2,48 a 11,65. Adesso lo spara da lì a 34 dollari. E noi siamo di nuovo in recessione.

1980-88. Nessun embargo, e però è guerra tra due dei maggiori Produttori. Che ti aspetti che influenzi la produzione anche più di un embargo. L'Iraq attacca il 22 settembre 1980; e si armistizia nell'agosto del 1988. I due insieme prima della Rivoluzione di Khomeini producevano quasi 8 milioni di barili/giorno. Nel 1981, causa ostilità, non arrivano a 2 e mezzo<sup>51</sup>. In più c'è la guerra, e dunque il rischio imminente che la produzione cessi del tutto o addirittura metta a rischio le esportazioni attraverso gli stretti, coinvolgendo anche altri Produttori. Sembra che la cosa lasci tutti indifferenti. Dopo avere superato i 34 dollari causa rivoluzione, il prezzo del petrolio comincia a scendere e continua a farlo pressoché ininterrottamente sino alla fine del conflitto. Nel 1988 arriva sotto i 13 dollari e mezzo<sup>52</sup>. La guerra dei Produttori ha calmierato i prezzi. Che difatti risalgono nell'anno immediatamente successivo al termine delle ostilità.

Il 2 agosto 1990 comincia la Prima guerra d'Iraq. I prezzi vanno in tensione. Erano intorno ai 17 dollari nel luglio; e sfondano i 40 tra settembre e ottobre. Poi a febbraio ridiscendono sotto i 20, ed è *business as usual*. Nel 1991 va anche in scena l'embargo nei confronti della produzione irachena; che si annuncia non breve e dovrebbe togliere indefinitamente dal mercato un paio di milioni di barili/giorno. I prezzi reagiscono rimanendo stabili, e con tendenza allo scendere.

L'invasione dell'Iraq nel 2003 ha effetti simili, ma meno pronunciati. Pressione sul prezzo all'inizio; e ritorno nel giro di poche settimane, non appena si è certi di come sta andando a finire, a livelli comparabili a quelli precedenti.

## ESSERE PRODUTTORI

Guerre in Medio Oriente che non sempre portano al mondo immediati venti di crisi energetica ed economica. Embargo che forse è più minaccia che realtà; e comunque i prezzi li può cambiare di più, anche non volendo, una rivoluzione. Un mercato che pareva per sempre del venditore, e finisce che il greggio nel 1988 glielo paghiamo in termini reali assai meno di quello che ci avevano (apparentemente) imposto nel 1973. Una spiegazione puntuale forse non riesci ad azzardarla. Però insieme ti danno il senso del tempo che cambia.

Gli anni '60 e '70 sono l'età dei Produttori. Dell'assetto della loro forma Stato; e delle loro sovranità su se stessi e le proprie risorse. E sono gli anni in cui si compie la transizione dalla produzione americana alla produzione mediorientale. Prima il surplus produttivo era nella stessa America; e adesso si è spostato altrove nel mondo. Ma questo da un lato non significa l'unità dei Produttori; che anzi può persino stimolarne la concorrenza. E soprattutto non significa che nuovi Signori abbiano presso il posto di quello vecchio. Il petrolio in un solo Paese è diventato il petrolio in tanti Paesi, produttori, e consumatori, ed entrambi. Non è facile abituarsi al nuovo, e dargli magari persino delle regole, senza ricadere nella tentazione della supremazia e del conflitto. E difatti ci si ricasca. Ma è episodio, e non condizione del mondo. Il tempo dell'egemonia ha lasciato il campo al suo successore. Adesso è il tempo dell'interdipendenza.

## L'equilibrio dei bisogni

### Adattarsi

Obiettivo dalla pompa anziché dal pozzo. La storia dei rapporti tra Occidente e petrolio negli anni '70 e '80. Non è la storia dei grandi shock petroliferi. È la storia del grande adattamento.

Nel 1973 ci cambia un paradigma. L'energia è condizione della crescita. Ma nel vecchio paradigma la crescita non ne dipende. Nel senso che a crescere ci vuole finanza, e imprenditoria, e un'organizzazione politica e statuale che agevoli anziché soffocare. Dipende dalla capacità di essere macchina funzionante e competitiva; che se a quello si riesce, il carburante da metterci dentro ci sarà sempre e costerà pure poco. L'energia, per come ci ha abituato il Dopoguerra, è una variabile indipendente.

Nel 1973 scopriamo che non è vero. Il carburante per eccellenza, il petrolio, potrebbe anche venirci a mancare; e comunque nessuno potrà mai più essere sicuro che domani costerà poco. Magari è solo una percezione; però è certo che l'embargo arabo, per quanto limitato nel tempo e nei volumi, riesce infinitamente più del Club di Roma e della sua letteratura a instillare nel pensare pubblico, e per la prima volta, l'idea della finitezza delle risorse<sup>1</sup>.

La reazione nell'immediatezza è tra panico e sorpresa. E in qualche modo amplifica esponenzialmente il guasto. Fanno il loro esordio i programmi *spot* di risparmio energetico. Domeniche a piedi, luci spente, abbassamento del riscaldamento. Europa, Giappone e America sperimentano questo e altro in cocktails che variano da Paese a Paese. E che però forse dilatano almeno all'inizio la percezione della finitezza, e perciò il panico, più di quanto non concretamente risparmino energia. L'Amministrazione americana ci aggiunge una normativa di controllo dei prezzi<sup>2</sup> che forse contribuisce alle code ai distributori di benzina e alla loro chiusura almeno quanto il «ricatto» arabo<sup>3</sup>.

L'incertezza del comando, con Nixon che sprofonda nel Watergate, ci mette infine del suo; e pesantemente. La lezione del 1973, visitata ripensando al 2008, è forse che la psicologia delle masse può essere combustibile di prezzo molto più di quanto invece non possa la (presunta) speculazione. La paura fa da motore all'accaparramento. La domanda supera il bisogno. Una forte domanda addizionale si manifesta in contemporanea e in reazione al ridursi dell'offerta. Il prezzo va in orbita<sup>4</sup>.

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

È recessione. E lo sarà di nuovo nel 1980. Fino al 1973 ne potevi comprare quanto volevi che il costo complessivo restava comunque, se non quasi indifferente, certo sopportabile. Per usare numeri nazionali, negli Stati Uniti (di gran lunga, tra i ricchi, i più spendaccioni) la spesa petrolifera all'inizio degli anni '70 era intorno al 4,5% del Prodotto interno lordo; e quella complessiva per energia corrispondeva all'8% del Pil. Nel 1974 abbiamo superato 6 e 10%. Nel 1981 siamo a 8 e 13,7%<sup>5</sup>. Insomma si sente.

Gli economisti oggi dicono in maggioranza che non sono stati gli shock petroliferi, da soli, a mandarci in recessione. Ci sono piovuti addosso che già ci avviavamo anche senza verso un qualche rallentamento o crisi; e li hanno giusto fatti più cattivi<sup>6</sup>. Detta così, sembrerebbe attenuare a futura memoria la minaccia e il rischio. Ma se si passa dalla teoria al consenso, diventa quasi impossibile spiegarla. Sono aumentati di colpo i prezzi del petrolio; e subito dopo è stata non solo coda al distributore, ma soprattutto crisi e disoccupazione vere<sup>7</sup>. Difficile andare a raccontare che è stata giusta una correlazione spuria. Nell'immaginario collettivo il 1973 e il 1980 sono la prova che lo sciecchio può metterci in ginocchio; e nel dubbio è comunque meglio prevenire.

Sapendo che la prevenzione ha un limite. Quello che si può fare è comunque segnato dal fatto che lo si farà con il petrolio, e mai senza di lui. Possiamo ridurlo, ma non eliminarlo. E non possiamo più ridurlo al punto da fare a meno dell'intera produzione Opec. Quello che si può fare già a partire dalla metà degli anni '70 è lavorare a rendere meno sorprendenti le sorprese; e sforzarci di usarlo meglio. Far bastare una quantità più piccola di petrolio per fare lo stesso lavoro; e fare lavori meno bisognosi di energia.

La sorpresa. Le quantità mancanti nel 1973 e nel 1980 erano meno che imponenti per volume complessivo. Un pezzo del problema era la scarsità degli ammortizzatori. Se manca il 2% di non importa cosa il primo pensiero è che non dovrebbe succedere nulla. Però il 2% dei giorni di un anno è poco più di una settimana; e una settimana consecutiva senza bere è un guaio. Negli Stati Uniti e in qualche altro Paese<sup>8</sup> si fa largo l'idea che sia buona cosa tenere delle scorte per il caso che chiuda il rubinetto a monte. L'Energy Policy and Conservation Act del 22 dicembre 1975 autorizza lo stoccaggio di una riserva strategica<sup>9</sup>. Gli anni di massimo stoccaggio sono tra il 1981 e il 1985. Alla fine del 2007, la riserva stoccava 697 milioni di barili di greggio, pari al volume importato negli Usa in 58 giorni, dopo essersi mantenuta tra un picco di 115 giorni (1985) e un minimo di 50 (2000)<sup>10</sup>. Si crea un cuscinetto che unito alle scorte detenute a vario titolo dagli operatori petroliferi<sup>11</sup> consente di ridurre la possibilità di una sorpresa; e che per sua dimensione dà anche la possibilità all'Amministrazione americana di intervenire direttamente sul mercato e sull'equilibrio temporale di domanda e offerta.

La scorta è comunque un tampone; e non immune da critiche per il suo necessario interferire con il mercato<sup>12</sup>. Il centro dell'agire deve concentrarsi

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

sulla riduzione della necessità del bisogno. Risparmio e nuove politiche di approvvigionamento. Il Giappone fa del risparmio pratica di vita e persino gli Stati Uniti infrangono il tabù della santità dell'automobilista. L'Epca si porta in grembo anche i Cafe (Corporate Average Fuel Economy) Standards. Detta cioè, limitandoli, i parametri medi di consumo ammessi per i veicoli di nuova costruzione. In 15 anni (che è grosso modo il tempo di rimpiazzo totale dello stock circolante) il consumo per km percorso dagli autoveicoli americani scende del 50%<sup>13</sup>. Assieme al risparmio, parte la diversificazione. Non si può cambiare il petrolio come carburante per trasporti; ma se ne può esplorare la riduzione d'impiego per altri usi, e segnatamente quello elettrico. Favoriti anche dai bassi tassi d'interesse, partono investimenti sostitutivi ad alta intensità di capitale<sup>14</sup>. Si riconsidera il vecchio carbone; si scopre la bellezza del gas; si mettono in moto i programmi nucleari francese e giapponese; e all'inizio degli anni '80 ci si dà persino già alla produzione fotovoltaica. Infine, ed è tra i processi più importanti, si taglia quel che si può nell'uso industriale dell'energia. Che un po' significa efficienza, e rimpiazzo della generazione; ma anche in parte rilocalizzazione dell'industria pesante fuori d'Occidente.

Insieme a tutto questo, si prova anche a sostituire i Produttori. Petrolio più caro, più petrolio possibile. A 1,80 dollari/barile il Mare del Nord serve forse solo ad andarci a pesca. Ai nuovi prezzi vale la pena di provarci. Ed è boom di scoperte e di nuovi progetti di sviluppo, lì e nelle acque d'Africa e altrove. Conta meno il petrolio; ma conta anche meno l'Opec per avercelo.

L'insieme dei risultati è fors'anche, nella sua ampiezza, inatteso. Nel 1988 la spesa per l'energia americana è tornata all'8%, il valore cioè del 1970; e il petrolio, essendo nel frattempo sceso di peso relativo nel paniere energetico, è addirittura sotto il livello dei tempi in cui pareva gratis<sup>15</sup>. L'Occidente ha di molto abbassato la propria intensità energetica, e dunque la quantità di energia necessaria a produrre un'unità di ricchezza. Le unità di energia (c.d. Btu)<sup>16</sup> associate alla produzione di 1000 dollari di Pil dal 1970 al 1988 diminuiscono quasi del 30%.

L'effetto aggregato di efficienza, sostituzione e risparmio fa crollare la certezza. La domanda di petrolio, da che mondo era mondo, era salita e basta. Pensare che potesse scendere era forse ancora più bestemmia che non pensare che di petrolio potesse non essercene sempre abbastanza. Si produca sempre in aumento, che tutto si consumerà. Nel 1979 la produzione è arrivata a 62,67 milioni di barili/giorno<sup>17</sup>, triplicando dal 1960 e perciò giusto in 20 anni. Poi comincia a calare. Non è embargo; è al 100% meno domanda. Scenderà da oltre 62 a poco più di 53 milioni (1983); e tornerà a superare (di pochissimo) i 60 milioni solo nel 1990. Facendo giustizia del pensiero per cui la domanda di petrolio è anelastica. Magari non può reagire subito, dal momento che un motore non si cambia per strada. Magari o forse per certo parzialmente anelastica lo è, che c'è un nocciolo di consumi che sopravvive a

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

qualunque intemperie. Però dalle tempo e aiutala con un po' di paura di quel che può fare il padrone del rubinetto, e scopri che la domanda al prezzo ci può reagire, e pure benissimo.

Non bastasse, i nuovi produttori hanno successo. Cala la produzione e aumenta la percentuale degli altri. L'Opec nel 1979 faceva (quasi) il 50%; e si è ritrovata poco sopra il 30. In volume assoluto erano 31 milioni di barili/giorno nel 1979; e dovranno scendere sino a meno di 17 (1986) prima di ricominciare a risalire. Quasi 300 miliardi di *revenues* petrolifere nel 1980; e meno di 100 già nel 1986.

Lui, il Produttore, potrà anche controllare il rubinetto della sorgente, ma noi gli facciamo vedere che si può anche tener chiuso quello della vasca; e persino cambiare acqua. I prezzi e i volumi non li fa uno solo. Si può trattare. Ci sono le condizioni, Produttori e consumatori, per fare mercato. O forse *sukh*.

Anche perché, come insegnano, se viene giù la domanda vengono giù anche i prezzi. Dal 1985 al 1989 quando va benissimo arrivano alla metà dei 34 dollari del 1980; e gli riesce anche di scendere sotto i 13,5<sup>18</sup>. È certo vero che gli effetti delle variazioni di prezzo sono asimmetrici; e che dunque gli aumenti di prezzo ostacolano la crescita più di quanto le diminuzioni non la stimolino<sup>19</sup>. Però c'è sempre qualche consumatore che sfida la macroeconomia. Poi si abbassa la guardia. I Cafe Standards sono addolciti già per i modelli automobilistici degli anni 1986-89. La produzione petrolifera riparte, anche se ci metterà fino al 1996 per superare i volumi del 1979. I prezzi bassi spengono l'investimento alternativo; e la scarsa lungimiranza spegne anche la ricerca e lo sviluppo, che butteranno via 20 anni.

Ci si adatta solo quando si teme che il petrolio non ci sia; o che comunque ci costi troppo.

## Opec e mercato

I Produttori riuniti in Opec sono una strana accolita, in cui sembrerebbe vano cercare un qualche minimo comune denominatore<sup>20</sup>.

Ci sono quelli arabi, e quelli no<sup>21</sup>. Ci sono quelli che hanno un costo di produzione del barile nazionale molto basso (in genere, gli Stati del Golfo e l'Iran), e quelli che invece relativamente se non in alcuni casi molto alto (tipo l'Angola con la sua produzione virtualmente tutta *off shore*, o il Venezuela che cerca di sviluppare oli pesanti); il che non rende semplicissimo coordinare una qualche comune politica di produzione e di vendita. Ci sono quelli popolosi, e quelli (per adesso) no, come Emirati, Kuwait e la stessa Arabia Saudita; il che potrebbe indurre tra l'altro a una qualche divergenza sul tempo ottimale di sfruttamento delle risorse.

Dopo il 1977, non hanno mai più assieme raggiunto il 50% della produzione mondiale. Nel 2007 erano al 44; e le previsioni correnti (per quel che valgono) li vedono risalire al 51 non molto prima del 2030<sup>22</sup>. Insomma han-

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

no qualche difficoltà a «fare» il prezzo; se non, paradossalmente, al ribasso. Perché giocare al rialzo significa vendere al margine, e farsi perciò carico dell'intera capacità produttiva che resta inutilizzata.

Poi c'è la maledizione delle risorse naturali<sup>23</sup>. Che sarebbe la tendenza dei Paesi e governi baciati dalla fortuna di possedere risorse in gran copia ad affidare quasi per intero a esse la propria produzione di reddito, dimenticandosi del resto. Dipendenza tendenzialmente assoluta, e incapacità di diversificare. La descrizione forse più radicale parla apertamente nei casi estremi di un modello di *rentier state*; di un sistema cioè in cui lo Stato anziché funzionare raccogliendo dai cittadini tassazione e poi reimpiegandola si limita a distribuire (insieme a favori privati) la rendita economica ricavata dalla cessione delle risorse<sup>24</sup>. La società non vive della ricchezza che produce, ma del sussidio che riceve. La fotografia è di grana grossa, ma prende in pieno il punto della totale dipendenza della convivenza sociale dalla produzione dell'idrocarburo, e dal suo prezzo<sup>25</sup>.

Tutto questo, quando nel 1980 fissano il prezzo a 34 dollari, già esiste. Ma è obnubilato dal senso di potenza, e quasi di onnipotenza, che viene dall'esperienza degli anni '70. Adesso, sembra, grazie alle nazionalizzazioni si controllano volumi e prezzi. L'Arabia Saudita, in apparenza da sempre maestra di moderazione e di lungimiranza nel rapporto con il cliente<sup>26</sup>, si mette a giocare al rialzo. Oggi tutti o quasi abbiamo messo a verbale che la crisi del 1980 fu conseguenza della chiusura della produzione iraniana. In realtà il colpo decisivo lo diede probabilmente la decisione saudita di tagliare la produzione, il 20 gennaio 1979, di oltre 2 milioni di barili/giorno, portandola da 10,4 a 8. Se si aggiungono alla «perdita» iraniana, quel che improvvisamente viene a mancare aumenta di un 50%. Forse è quel che basta a trasformare la quantità in qualità; e comunque subito dopo il taglio i prezzi schizzano. Giocare con i volumi non sempre ha esiti prevedibili. Il calcolo era che si sarebbe creata una piacevole (per i Produttori) situazione di mercato «corto»; e invece si scatenò un finimondo di crisi<sup>27</sup>. Non se lo potevano permettere. Si erano dimenticati di non essere soli. Con le nuove produzioni stimolate altrove negli anni '70 e il calo di domanda prodotto dall'adattamento il problema del petrolio stava ridiventando quello di sempre. Ce n'era troppo. Prima della metà degli anni '70, la capacità produttiva inutilizzata era scesa intorno al 4% della produzione effettiva. A metà degli anni '80 oscillava tra il 16 e il 18<sup>28</sup>. Non pareva proprio un mercato del venditore.

La prima cosa che gli scappò di mano furono i prezzi. Quando non controllavano i volumi, c'era chi controllava per loro la produzione. Nel senso che quel che sgorgava a bocca di pozzo si infilava in un tubo più o meno virtuale che passando per la raffineria arrivava alla pompa di benzina senza mai cambiare di mano. Le società petrolifere erano pienamente integrate verticalmente. Ci torneremo. Per quel che interessa qui, questo significa che fino agli anni '70 c'era un mercato dei prodotti, ma non c'era un mercato del greg-

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

gio. Si competeva per vendere ciascuno la propria benzina; ma a monte il prezzo era in gran parte esito di una contrattazione quasi amministrativa. Quando un unico soggetto produce al pozzo e vende alla pompa, il suo risultato è misurato in termini di ricavi e profitti a ciclo intero. Ogni fase del ciclo implica al più una vendita figurativa a se stessi; e nel limite consentito dalle singole legislazioni nazionali l'allocazione del prezzo tra le varie fasi diventa in sostanza un esercizio di ottimizzazione fiscale (con connessi problemi di *transfer price*)<sup>29</sup>.

I Produttori non hanno integrazione a valle. Controllare i volumi significa doverli poi vendere per davvero, e in una competizione con altri tanto più dura quanto più vi è eccesso di capacità. Si vende sempre di più in maniera opportunistica; sempre più a pronti, e sempre meno con contratti rigidi di lungo termine. Si era in realtà cominciato da tempo; e a fine 1980 per il mercato *spot* si stimava transitasse già un 10% del venduto, e si erano piazzati carichi di *Arabian Light* a 42 dollari/barile con il prezzo ufficiale a 34<sup>30</sup>. La notizia di quel prezzo tornò a scatenare i fantasmi della scarsità, incluso l'allarme sull'imminente fine del petrolio. Ma nonostante l'avvio del conflitto Iran-Iraq, era giusto emozione; e magari inesperienza sul funzionamento del nuovo giocattolo e delle sue regole. Su un mercato marginale (e tale per volumi era lo *spot* del 1980) non è difficile trovare alternativamente compratori particolarmente corti (e dunque necessitanti di acquistare volumi per ricoprire i propri impegni a valle) o venditori particolarmente lunghi (e dunque assillati dalla necessità di liberarsi di un po' di eccesso di produzione); e anzi qualcuno potrebbe dire che i mercati marginali esistono proprio per quello. È il bello del giocare a corto e lungo. Il 13 marzo 2006 uno *spot* inglese di gas naturale è arrivato all'equivalente di 260 dollari/barile<sup>31</sup>. Capita anche senza bisogno di guerre ed emozioni; e fa giusto meno notizia.

Nel 1983 è *redde rationem*. La recessione post '80 è finita; e il Pil ha ricominciato a guardare all'insù. Ma a Occidente, rispetto a poco prima, servono 6 milioni di barili/giorno in meno; e fuori d'Opec se ne producono 4 di più. L'Opec annuncia l'inaudito. Prima il volume, e poi il prezzo. I volumi sono ufficialmente ridotti, attraverso l'imposizione ai partecipanti di quote che complessivamente dovrebbero limitare la produzione a 17,5 milioni di barili/giorno (erano ai bei tempi arrivati a 31). Il prezzo ufficiale è ribassato da 34 a 29 dollari<sup>32</sup>. Più che un prezzo, è uno stato d'animo. A marzo del 1983 il petrolio è ammesso al Nymex per contrattazione a termine. Adesso c'è un modo per monitorare i prezzi di un mercato non più marginale. Il risultato è che vanno in caduta libera. È finita la recessione, e sono recessi i consumi. Adattamento e intensità energetica qualcosa hanno fatto.

I Produttori avevano manovrato i prezzi, assumendo la loro indifferenza al moltiplicarsi dei volumi. La storia, se non bastava l'economia, li smentisce. Adesso restano da manovrare, volendo, giusto i volumi. La guerra dovrebbe aiutare. Ma la realtà è che la sovraccapacità produttiva è superiore alla pro-

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

duzione di Iran e Iraq che la guerra si porta via. Per sperare di fare ripartire i prezzi, bisogna produrre meno ancora. L'Arabia Saudita si immola. Quote per tutti gli altri, e lei residuale. *Swing producer*. Vorrebbe dire che lei copre la domanda che residua dopo che tutti gli altri sono riusciti a vendere la propria quota. Si ritrova che qualcuno degli altri barando vende anche oltre la quota propria; e che quel che resta per lei è vera miseria. Dal 1982 al 1985, per quante quote si fissino, lo sforamento complessivo dei Paesi Opec gira comunque intorno ai 2 milioni di barili/giorno; e l'Arabia Saudita, che aveva conosciuto l'ebbrezza dei 12 milioni di barili/giorno di produzione, si ritrova a commerciarne anche solo 2,5. L'Organizzazione non è in grado di controllare i suoi membri; e questo ne segna la debolezza. Ai sauditi resta il moccio; e ne sono meno che felici.

Si cambia politica. Se non si riesce ad abbassare abbastanza i volumi da far ripartire i prezzi, allora tanto vale lasciare andare i prezzi e cercare di fare cassa con i volumi. Se non hai problemi di riserve e produzione, vendere 6 milioni di barili a 7 dollari ti fa più cassa e gettito che venderne 2 a 15. Se i tuoi partners, e magari qualcuno più degli altri, pompano comunque non si vede perché tu debba limitare la tua produzione per un qualche bene comune. I sauditi rompono il fronte. Si inventano il *netback*. Che vuol dire che si parte dal prezzo alla pompa, si tolgono i costi di raffinazione, trasporto e distribuzione, si toglie una qualche remunerazione per il compratore, e quel che resta è il prezzo. A chiunque lo paghi si vende. In un anno il prezzo scende sotto i 10 dollari; ma le vendite saudite sono già tornate a superare i 6 milioni di barili.

Lo spavento a volte crea solidarietà. La competizione saudita rischia di mettere fuori il resto dei soci; e soprattutto quelli che non hanno il vantaggio del basso costo di produzione mediorientale. L'Opec ritrova un minimo di coesione. In realtà sta anche succedendo che cominciano a essere riassorbiti i mutamenti indotti da adattamento e crisi; che la fine della guerra tra Iran e Iraq pone un problema di governo del probabile nuovo afflusso di produzioni; e soprattutto che la crescita economica crea fabbisogno di energia più di quanto il progresso di intensità energetica non lo deprima. La domanda, dal 1986, ricomincia a crescere. Un qualche equilibrio diventa possibile.

## Equilibrio e guerre

Con una qualche eccezione bellica, sembra partire un nuovo periodo di stabilità. «Tra il 1987 e il 1999 la media dei prezzi fluttua attorno al modesto valore di 18 dollari/barile (in termini nominali)»<sup>33</sup>. È tempo di flessibilità. L'Opec torna a fissare il prezzo, ma i 18 dollari sono flessibili. Le quote di produzione assegnate ai membri sono rivedibili. Insomma l'idea sembra quella di assecondare l'evolvere naturale di domanda e offerta, e ridurre al minimo gli interventi correttivi almeno sinché la domanda non si sia irrobustita tanto da ripristinare migliori rapporti di forza. Il momento a qualcuno sembra

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

arrivato tra la fine del 1997 e l'inizio del 1998. Vi sono previsioni di domanda robusta. Si può tornare a giocare con i volumi, aumentandoli subito per anticipare il mercato. Nel dicembre del 1997 l'Opec annuncia un aumento di produzione di 2,5 milioni di barili/giorno. Invece della domanda robusta gli piove in testa la crisi asiatica.

Si sono rimessi a giocare al rialzo con i volumi, e subito il barile gli sprofonda fin sotto i 10 dollari. È crisi vera. Però dei Produttori. Che stavolta reagiscono con efficacia superiore al solito. Anche perché, a questi prezzi, a reagire non sono solo i Signori dell'Opec; ma anche gli altri. I tagli programmati dall'Opec a marzo del 1999 sono, in forma varia, condivisi anche da Russia, Norvegia e Messico. L'obiettivo di stabilire i termini dell'equilibrio, magari attorno ai 22 dollari, diventa credibile; e i prezzi ripartono quasi subito.

Il decennio di (relativa) stabilità ha in termini di prezzi alcune eccezioni. *Spikes*, «punte» o meglio impennate improvvise. Una è amplissima. Prima guerra del Golfo. A febbraio del 1990 il prezzo del barile è sotto i 20 dollari. A settembre sfonda i 40, nonostante che l'Amministrazione americana abbia reso disponibili per far calmare 17,3 milioni di barili della riserva strategica. A febbraio del 1991 è di nuovo sotto i 20 dollari. Anni dopo, c'è l'altra guerra. Il 19 marzo 2003, passati il decennio e la crisi asiatica, le truppe americane entrano in Iraq. Il prezzo è in tensione sino alla data di inizio del conflitto, e poi quando comincia si affloscia. Sarà temporaneo, e poi ripartirà quasi inarrestabile segnando la fine del decennio della stabilità; però a conflitto tecnicamente in corso flette.

Se ne ricava qualcosa da questo andare su e giù (più giù che su...) di prezzi dal 1980 al 2003, e da questa meno che sincronia con l'andamento dei conflitti armati? Magari nessun insegnamento generale; però qualche osservazione.

La prima è che dal 1980 al 2003 siamo stati così a corto di petrolio che per venderlo a prezzi decenti si doveva eliminare (almeno) un Produttore; e anche così toccava di tagliare i volumi anche oltre l'accettabile. È dal 1980 a oggi, in realtà, che qualcuno manca annualmente all'appello. Sino al 1988 (più di) metà sia di Iran che di Iraq; che insieme fanno praticamente più di un intero. Dal 1991 al 1993 sono fuori uso, dopo la distruzione irachena, i pozzi del Kuwait. Dal 1990 l'Iraq si ritrova sanzionato da un embargo. In costanza di embargo, gli riesce comunque di produrre di più di quanto non gli sia poi riuscito da quando sono arrivati gli americani. È dal 1990 che è praticamente a meno di mezzo servizio; e per almeno 13 anni non se ne è sentita la mancanza (ammesso, e non concesso, che c'entri qualcosa con l'impennata dei prezzi dal 2004 al 2008). Insomma si è continuato a vivere con un sufficiente margine di *spare capacity* rispetto alla produzione effettiva; o comunque a essere convinti di avercene.

La *spare capacity* aiuta a capire l'indifferenza dei prezzi al conflitto Iran-Iraq, ma anche le loro reazioni alle guerre irachene. Il prezzo si tende prima e all'i-

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

nizio delle invasioni perché non è certo della prevedibilità degli esiti. In uno scacchiere dove i rapporti con Israele rendono sempre pensabile un allargamento improvviso, non sai mai se a rischio sia solo la produzione dell'Iraq, o anche quella dei vicini, Iran e Arabia Saudita compresi. Appena il prezzo sconta, o crede di poter scontare, la capacità che verrà effettivamente meno, si rilassa e si ricomincia a fare normalmente di conto.

Poi c'è il Pil. La vera rivoluzione degli anni '70. L'aumento costante e a volte esponenziale della produzione dal 1948 in poi aveva instillato in qualche inconscio l'idea che i consumi sarebbero sempre continuati a salire, indipendentemente da crescita e tecnologia. Era forse senso comune che il petrolio fosse diventato una variabile indipendente grazie al suo (infimo) costo e alla sua sovrabbondanza; e adesso è bastato mettere entrambi in discussione per farlo finalmente diventare un fattore della produzione come gli altri. Per riadattare una formula che nella sua geniale imprecisione molto aiuta a spiegare,  $I = P \times A \times T$ . *Impact = Population \times Affluence \times Technology*<sup>34</sup>. La produzione è funzione della popolazione, della crescita economica e dell'intensità energetica. E quella di energia è una domanda derivata. Non si compra petrolio. Si compra lavoro utile, e per farne qualcosa. Comincia il dilemma dei Produttori. Che se vendono a prezzo troppo basso ne ricavano troppo poco per se stessi e per far fronte alla maledizione delle risorse. E se riescono a spuntarlo troppo alto, fanno ripartire alla grande adattamento e sviluppo di alternative. È la lezione del trentennio 1973-2003.

Poi ci sono le scelte di politica. Non solo commerciale. L'Opec, tra volumi e prezzi, sceglie con brevi intervalli (i sauditi lo fanno nel 1985) i prezzi. Magari è giusto la necessità di cercare di tenere assieme il gruppo, che se vai alla guerra dei prezzi Angola e Venezuela te li perdi per strada. Certo è che così facendo, e dunque tagliando volumi per compensare le fluttuazioni di domanda e offerta, si costruisce un sistema in cui l'Arabia ha fatto lo *swing producer* dell'Opec, ma all'Opec all'occorrenza gli toccherebbe di fare lo *swing producer* del mondo. Non è un caso se il primo taglio che gli viene veramente bene è quello del 1999, cui partecipano anche gli «altri».

Il dopo 1980 dimostra che i Produttori non sono in condizione di «fare» il mercato. Ma questo non significa né che non lo influenzino, che anzi lo fanno pesantemente; e neppure che domanda e offerta trovino incontro nelle limpide condizioni di equilibrio della teoria classica. Tra costo di produzione e prezzo finale al consumatore c'è molta rendita da mietero.

## Rendita

Nel suo *Saggio sui profitti* del 1815 David Ricardo era convinto di parlare di granoturco; e invece decenni prima di Drake parlava di petrolio. In realtà anche d'altro; ma è forse giusto cominciare da lui. La terra più fertile (che normalmente è anche la prima a essere coltivata) ha rendimenti migliori. Se la

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

coltivazione si estende ad altre terre meno fertili, il primo coltivatore ha un margine rispetto a quelli venuti dopo. E così di seguito. Almeno sino a quando c'è qualcuno che continua a comprare granoturco, remunerando l'infertilità relativa delle ulteriori terre che man mano vengono dedicate alla sua coltivazione. La prima pannocchia valeva la pena di coltivarla se la vendevi a 10. Poi la domanda è cresciuta, la terra è peggiorata, e per soddisfare la domanda bisogna vendere a 100, che sennò l'ultimo e marginale coltivatore non semina perché con la terra arida che si ritrova ci perderebbe. Il primo coltivatore continuerebbe anche se lo pagassero ancora 10; ma è l'ultimo che fa il mercato, e dunque tutti si vende a 100. Il primo ha una «rendita» di 90. L'avvertenza è che il processo è reversibile; il che significa che se l'ultimo seminatore raccoglie dopo che la domanda è diminuita, con il suo costo/prezzo marginale ci fa giusto zuppa per i familiari. Se poi si è indebitato per seminare, può solo augurarsi di fallire con la dignità (?) dei Buddenbrook.

Applichiamo la prima parte (quella antecedente la reversibilità) al petrolio. Il primo coltivatore (quello che semina nelle terre più fertili) parrebbe un mediorientale. I mediorientali sono oggi il primo coltivatore di Ricardo. Producono anche a meno di 5 dollari/barile; e si ritrovano su un mercato dove la media del costo di produzione è anche più di 15 e il mitico ultimo e marginale barile, a produrlo, può costare anche più di 50. Se il mercato richiede e beve l'ultimo barile, il mediorientale nei suoi confronti ha una rendita differenziale di 45. Scandalo? No, mercato. Come direbbe Ricardo, il prezzo del petrolio (in ipotesi superiore a 50) non è alto perché deve remunerare una rendita; è la rendita che è remunerata perché il prezzo del petrolio è alto. Il prezzo l'ha fatto il mercato, e il mediorientale non ci ha messo niente di suo. Non è a veder bene neanche rendita, ma normale profitto; che l'aver il giacimento più fertile dà un vantaggio competitivo non troppo dissimile (al netto dell'esclusività...) da quello che si trarrebbe dall'aver adottato la tecnologia più efficiente. La rendita differenziale esiste, ma è figlia del mercato. La distorsione, se c'è, sta altrove.

Un'anomalia è comunque evidente. La teoria vorrebbe che dal terreno più fertile si passasse a quello meno dopo che il primo è completamente sfruttato. La manovra Opec sui volumi produce il risultato esattamente contrario. Nel limite della domanda, si produce prima e più velocemente il petrolio che costa di più (e dunque non mediorientale) rispetto a quello che costa di meno. Un qualunque *stripper field* americano è tirato a tutta, e magari tirarci fuori un barile costa 25 dollari. Il più grande giacimento saudita, Ghawar, sgorga placido e spesso lo rallentano pure per stare dentro le quote<sup>35</sup>.

La teoria corrente<sup>36</sup> dice anche che la produzione di una risorsa non rinnovabile, quale il petrolio, dovrebbe essere funzione dell'aspettativa del suo prezzo futuro e del tasso di sconto<sup>37</sup>. Perché convenga tenerlo sotto terra, occorre che nel tempo il suo prezzo aumenti più dell'interesse che si ricaverebbe reimpiegando quanto incassato dalla sua produzione oggi; e la serie stori-

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

ca dei prezzi del petrolio ci suggerisce che a tutt'oggi sarebbe sempre convenuto tirarlo fuori il più velocemente possibile<sup>38</sup>. L'idea che *a barrel in the ground is better than a dollar in the bank* parrebbe finanziariamente una pazzana. Però c'è chi limita la produzione propria pur potendo mandare fuori mercato e far chiudere, per fertilità propria, l'intera produzione altrui.

E dunque? Il mediorientale usa forse un tasso di sconto vicino allo zero? Se così fosse, non sarebbe solo. Il Rapporto Stern sul cambiamento climatico è di fatto basato su quello<sup>39</sup>. Il tasso che scelgo arbitra tra generazione presente e generazioni future<sup>40</sup>. Se penso o comunque proietto che i soldi che ricavo dal barile non rendano nulla, sono stimolato a lasciarlo sottoterra a disposizione di chi viene dopo. Se mi rendono assai, sono stimolato a tirarne fuori il più possibile per generare ricchezza altrove; e che le nuove generazioni si ingegnino a cercarsi un altro carburante, che io comunque la ricchezza per provarci gliela ho lasciata. Stern ha arbitrato tutto al futuro; e se invece appena gli aumenti un poco i tassi<sup>41</sup> ti accorgi che quella che sembrerebbe nominalmente, se si concorda con la premessa, una terapia accettabile può diventare una cura da cavallo che fa stramazze la generazione presente senza neanche poter garantire il beneficio futuro. Questione di misura.

In realtà, parlando del Produttore degli anni '80 e '90, è la domanda a essere sbagliata. Perché non è il tasso di sconto il *driver* principale della sua scelta. Se lo fosse, basterebbe fare un conto in termini di costo/opportunità; e la scelta sarebbe tra due utilità economiche ridotte in forma confrontabile. Lo *stripper* avrebbe già chiuso. Ma qui la scelta non è tra due impieghi commensurabili. La maledizione delle risorse naturali, o come anche l'hanno chiamata *the curse of oil*, incombe.

Lo Stato *rentier* non investe, se non assai limitatamente, i suoi ricavi. Finanziariamente, li tratta come sostituti della tassazione. Non reinveste. Sussidia. Dall'agricoltura in Arabia Saudita<sup>42</sup> al carburante sotto costo in Iran<sup>43</sup> all'esercito (giusto per stressare un po' la parola sussidio), ovunque. Lo Stato *rentier* non è mediamente modellato sulle democrazie d'Occidente. E non solo perché ha risolto il problema di *taxation e representation* abolendole, o quasi, entrambe; ma anche perché sceglie i propri *rulers* su basi familistiche o di clan, e basa il proprio consenso sull'erogazione. Bisogna garantire l'economia del sussidio e anche con ciò la sopravvivenza delle élite. Il barile che resta nel pozzo è l'assicurazione sul domani della leadership. La continuità del flusso fa premio sulla sua ottimizzazione a breve; che se entra più cassa magari si mette qualcosa a Fondo sovrano (e dunque lo si investe) ma la pressione a metterla a sussidio è comunque fortissima. E una volta sussidiato, è difficile socialmente e per continuità di consenso tornare indietro giusto perché l'anno dopo la vacca si è presentata più magra. Funziona bene soprattutto in virtù della scarsità di popolazione. Con poca popolazione, puoi tagliare volumi aspettando con pazienza che ripartano i prezzi; e se sei bravo nel medio-lungo ci guadagni pure, spendendo meno barili della tua assicurazione

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

futura a parità di *revenues*. Più sei popolato, peraltro, e meno ci resisti; che il sussidio ti rischia di diventare quasi sinonimo di cibo quotidiano e il problema di sopravvivenza è qui e adesso. Nel che sta uno dei fattori che storicamente hanno portato a continue rotture di fronte e sfondamenti delle quote imposte da parte di singoli membri Opec<sup>44</sup>.

Dire per questo che si sta approfittando di noi e ci minaccia o ricatta come un qualsiasi signorotto medievale non ha però molto senso. Lui prova giusto, seppure con esiti incerti e a volte disastrosi (anche per lui) ad autoregolarsi la sua rendita differenziale. Dopo di che sono affari suoi decidere se usare o meno le *revenues* petrolifere come sussidio. Quel che ne fa non ha relazione necessaria con il prezzo a cui ce le vende; ma giusto con i suoi bisogni. E dunque il fondamento dell'idea che l'incredibile distanza che spesso corre tra costo di produzione e prezzo finale in qualche modo dissimuli che ci si sta approfittando di noi cittadini e consumatori va forse cercato (anche) altrove.

Ripartiamo dalla fine. Dal prodotto; e dunque dalla pompa. Arrotondando, per semplificare, le cifre. Facciamo costare la benzina 1 euro per litro, e vediamo come si suddivide. In Europa, 55-60 centesimi sono tasse. Sono cioè intascati dal governo democratico di qui e non dal (presunto) signorotto di là. Con i 40 o poco più che restano, ci devi pagare e remunerare distribuzione, raffinazione, trasporto e produzione. Intorno ai 20 centesimi ci dovresti riuscire. Ne restano grosso modo un'altra ventina. Che sono il massimo che il signorotto può sperare di incassare; e che si riducono a suo danno, per compensare i maggiori costi di produzione, per quanto i suoi campi sono meno che fertillissimi. Forse abbiamo scoperto la «rendita». Negli Stati Uniti la tassazione alla distribuzione è intorno al 20 anziché al 60%. Il che cambia la vita, forse, del consumatore, ma lascia inalterata la catena che porta alla pompa e i suoi valori; nonché quel che resta in mano al Produttore. E anche, considerato che i consumi americani sono stati grossissimo modo tre volte i nostri, fa cassa uguale per l'Amministrazione sia di qua che di là dell'Oceano.

La questione non è la dimensione della vera o presunta rendita. È di capire come possa succedere che noi paghiamo 100, e un americano 60, qualcosa che potrebbe essere venduto a un prezzo industriale che non dovrebbe al peggio superare di molto i 20. È il magico del carburante. Insomma del fatto che stiamo comprando lavoro e non un bene finale; o meglio qualcosa che si incorpora in percentuale limitata o in misura comunque tollerabile nel prezzo del bene finale.

Il petrolio è giusto «*an indispensable means of enjoying other goods*»<sup>45</sup>. Se avete comprato un viaggio con soggiorno di una settimana tutto compreso a 500 euro, è probabile se non certo che non vi rinuncerete perché all'ultimo istante vi viene chiesto un sovrapprezzo carburante di 30 euro. Eppure quel sovrapprezzo, in relazione all'allocazione originaria della vostra spesa, potrebbe essere rappresentativo di un raddoppio del prezzo del petrolio sul mercato internazionale. Il costo del trasporto dei generi alimentari, anche con il

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

greggio che a metà 2008 viaggiava verso i 150 dollari, non pare abbia indotto i consumatori a una massiccia scelta in favore delle produzioni locali, siccome pure auspicato dai movimenti più ambientalmente sensibili. Il costo dell'idrocarburo incorporato per via di trasporto nell'insalata non si è manifestato come particolarmente apprezzabile. Una buona maggioranza di occidentali non ha probabilmente idea di quanto spende all'anno per l'acqua calda; ma quasi tutti sarebbero disposti a sacrificare qualche euro in più pur di non rinunciarvi. Il costo-doccia non è in cima alle nostre preoccupazioni di budget.

Come si forma il prezzo finale di una *commodity*? O, meglio, quanto lo possiamo manipolare? Tutto quello che sappiamo per certo è che in Europa riusciamo a pagare il carburante per trasporto il 400% di quello che potrebbe essere un suo ragionevole prezzo industriale, che così facciamo da tempo, e che apparentemente non è per questo che ci siamo di recente rovinati. Il che sembra palesare una tendenza statale alla ricerca del massimo prezzo compatibile con (la speranza di) sviluppo. Se non è la fissazione amministrativa del «prezzo sostenibile»<sup>46</sup> ci va comunque vicino; e per certo non c'entra nulla con il costo di produzione. Poi giocare con il prezzo sostenibile è esercizio pericoloso, che se sbagli per eccesso, come hanno imparato i Produttori nel 1980, rischia di succedere una recessione/patatràc. Però il gioco vale la candela. Tra ragionevole prezzo industriale e prezzo pubblicisticamente imposto ci stanno interi bilanci statali. Il conflitto tra Paesi Produttori e Paesi consumatori diventa competizione sulla spartizione del surplus<sup>47</sup>. Cercavamo la rendita, e abbiamo trovato la fiscalità. Quella del Produttore è incorporata nel prezzo del petrolio greggio<sup>48</sup>; e quello del consumatore «trasparentemente» aggiunta al prezzo finale dei suoi prodotti. «*The ideal tax system [...] captures all economic rents*»<sup>49</sup>, e qui nel tentativo di raggiungere la perfezione ci si mette in due. Il fatto poi che dal 1970 a oggi non siano mai riusciti aumentando i prezzi della produzione a farci diminuire la fiscalità della distribuzione<sup>50</sup> è indice assieme curioso e significativo non solo dei reciproci rapporti di forza, ma soprattutto del fatto che dalla rendita petrolifera i consumatori a volte dipendono quasi (?) quanto i Produttori. Nel 2007, per esemplificare, il solo Tesoro italiano ha introitato oltre 36 miliardi di euro dal gettito fiscale degli oli minerali<sup>51</sup>. Difficile immaginarsi una Finanziaria senza.

La rendita crea competizione per il suo accaparramento; però anche, nella sua insostituibilità, unisce. Crea, insomma, interdipendenza.

## Interdipendenza

Provando a riepilogare. C'è stato il secolo americano. Quello del petrolio in un solo Paese. È cominciato con Drake; e forse è giusto farlo finire con il decreto Eisenhower che nel 1959 contingenta di fatto le importazioni negli Stati Uniti. Poi la base produttiva si è allargata e trasferita altrove. Verrebbe da

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

dire che si è entrati nel mezzo secolo dell'Opec; ma a ben guardare sarebbe in parte una sciocchezza. Sin qui, alla prova dei fatti, l'Opec più che un cartello funzionante è stato una fobia d'Occidente. Tutte le volte che hanno provato a forzare sui prezzi si sono fatti più danno di quanto ne abbiano inferto, nel 1973 insegnandoci l'adattamento e nel 1980 che la domanda può anche essere elastica, e scendere. Se voleva essere minaccia, lo è stata più a mezzo stampa che per numeri e risultati. Dopo il 1980 vi sono stati due ulteriori casi di embargo. Entrambe le volte, però, è stato embargo del consumatore nei confronti del produttore<sup>52</sup>. Nel 2009 in Europa possiamo ancora permetterci di incorporare nel prezzo finale del prodotto «per eccellenza» del petrolio, la benzina, un componente fiscale al consumo superiore al 50%. La prima cosa non sembra testimone di un forte potere di «ricatto» del Produttore; e la seconda non sembra testimoniare di un suo particolare successo storico nel riservarsi una quota preponderante della «rendita» incorporata nel prezzo finale. Del domani non ci è dato sapere.

L'idea del «cartello» dovrebbe poi essere meno che incubo. Un cartello è anzitutto un'associazione di concorrenti. Se il mercato tira, non si vede su che cosa debbano mettersi d'accordo. C'è spazio per tutti, e dunque competranno tra di loro. L'unico motivo per cui potrebbero dover concordare qualcosa è se ritengono che l'impennata sia troppo brusca. Insomma, se si parlano in fase di crescita è per calmarla. L'Opec è nata per gestire l'eccesso, e non la scarsità dell'offerta. Mettere quote vuole dire tentare di concordare un esercizio di *pain sharing*. Cercare di non farsi la guerra tra loro, più che organizzarsi per farla a noi. Spesso non ci sono riusciti; ma considerando che la cosa che più li fa simili e li distingue, con poche eccezioni, dai non Opec è giusto la maledizione delle risorse, forse il fatto che l'Opec esista storicamente è stato più fattore di stabilità che di instabilità. L'idea magari crea perplessità; però è un fatto che dalle crisi petrolifere a oggi lo «scontro di civiltà» ha generato terrorismo; ma lo scontro dei Produttori guerre vere (Iran-Iraq; Iraq-Kuwait) e permanenza di conflitti latenti (Arabia-Iran, giusto per un esempio). Di queste almeno una, quella culminata nell'invasione del Kuwait, nasce proprio da un conflitto sui volumi di produzione, con il Kuwait che minaccia e a volte attua una sovrapproduzione che mette a rischio l'economia irachena e l'Iraq che risponde con la minaccia militare<sup>53</sup>. Che almeno l'Opec sia servita a contenere forme di concorrenza distruttiva che avrebbero potuto ulteriormente disequilibrare il mercato è credito che seppure dubitativamente le va concesso<sup>54</sup>.

Abbiamo messo assieme un sistema dove il prezzo di trasferimento da (Paese) produttore a (Paese) consumatore è grosso modo determinato dal mercato. Il prezzo comprende elementi non giustificabili in base al costo industriale, ma comunque aleatori in relazione alla variabilità, che a volte è volatilità, del prezzo di trasferimento. Un prezzo, per intenderci, che da 150 torna a 30 dollari/barile, siccome nell'esperienza di fine 2008, è un prezzo che si

## L'EQUILIBRIO DEI BISOGNI

è mangiato per intero il surplus a monte; lasciando giusto al produttore a più basso costo una modesta rendita differenziale, e a quelli a costo più alto nulla più che l'augurio di riuscire a inventarsi qualcos'altro per finanziare il budget statale, pensioni incluse.

L'elemento che ha all'inizio messo assieme i Paesi Opec è stata la loro petrolio-dipendenza. Sono nati come associazione dei maledetti dalle risorse; anche se non tutti i maledetti si sono associati<sup>55</sup>. Nel 2008 i ricavi da esportazioni di petrolio dei Paesi Opec hanno raggiunto i 972 miliardi di dollari; pari a un reddito pro capite per i cittadini di questi Paesi di 2.691 dollari. Il dato pro capite va incrociato con produzione e demografia nazionali; e si scompone ponderatamente tra gli estremi dei 506 dollari nigeriani e dei 41.000 del Qatar<sup>56</sup>. Oltre il 50% e, a seconda di Paesi, anni e prezzi, qualche volta anche ben oltre il 90% delle entrate statali nei Paesi Opec è generato dall'esportazione del petrolio. La monodipendenza non è sostituibile; o almeno non nel breve periodo. E non esportare significa mettere a rischio il quadro sociale; e perciò potenzialmente in discussione le stesse élite, strette nella condizione di non poter giustificare senza il sussidio il proprio ruolo. Quando ci prende l'ansia che ci possano chiudere il rubinetto, ci stiamo forse agitando invano.

Noi non possiamo fare a meno del carburante della nostra mobilità. Loro non possono fare a meno dell'alimento del loro reddito. È l'equilibrio dei bisogni. Il petrolio non è un'arma. È solo un prezzo.

## Tra antitrust e regolazione

### Il ciclo petrolifero

Un'impresa prende la forma che le detta la sua attività. Fare un buco di qualche metro laddove si vede affiorare l'idrocarburo può essere alla portata di (relativamente) molti e già nel 1859 richiedeva al più qualche mese di organizzazione e di lavoro, non necessitando tra l'altro di particolari procedure amministrative per la sua esecuzione. Avere le autorizzazioni necessarie a esplorare un tema minerario a 6000 metri, esplorarlo, farci un buco lungo 6 km spendendoci una cinquantina e più di milioni, e poi se va bene aggiungere qualche altra decina di pozzi e un po' di infrastruttura di produzione comincia a essere cosa per pochi, o forse pochissimi. In ogni caso, i costi variabili del progetto saranno di regola frazionali rispetto ai costi fissi. Il petrolio è un'avventura ad alta, e anzi altissima intensità di capitale.

All'intensità di capitale si accoppia la (parziale) non finanziabilità; o, meglio, non bancabilità<sup>1</sup>. Il ciclo comincia idealmente con una serie di attività e studi preliminari che ti convincono a intraprendere il *permitting*, e cioè l'acquisizione delle autorizzazioni e diritti necessari all'esplorare e al produrre. Poi comincia l'esplorazione vera e propria, alla ricerca della trappola e delle sue caratteristiche. Poi si buca, per capire se è vuota o piena, e se possibile quanto. Se c'è scoperta poi magari si fa qualche altro buco, perché uno non basta a delinare il giacimento e a farsi bene un'idea dei suoi fluidi (è la fase di *appraisal*); e queste sono cose che devi capire bene per ottimizzare lo sviluppo. Poi c'è lo sviluppo, che è la fase che più costa, ed è quella in cui si perforano i pozzi e si realizzano le infrastrutture necessarie alla produzione<sup>2</sup>. Tutto quanto assieme, ti richiede da poche decine di milioni a qualche decina di migliaia di miliardi, a seconda della grandezza e della dislocazione del tuo obiettivo. La bancabilità del progetto può fare capolino solo a scoperta e riserve certe; mentre sino a quel punto bisognerà senz'altro metterci soltanto capitale di rischio. Il che, visti costi e tempi dell'attività, costituisce per i progetti più significativi una non disprezzabile barriera all'ingresso.

C'è poi l'inelasticità temporale della creazione di produzione aggiuntiva alle variazioni della domanda. Creare capacità aggiuntiva percorrendo l'intero ciclo richiede mediamente una decina d'anni, e qualche volta anche il doppio. Creare capacità aggiuntiva attraverso ulteriori investimenti in un giaci-

mento già in produzione magari prende 3 anni, ma da quando ci pensi a quando ti riesce è più facile che ne passino 5, e magari di più. I prezzi alti incoraggiano l'investimento perché rendono disponibile la «cassa» necessaria a finanziarli<sup>3</sup>. Quando tutti si investe ciclicamente, se poi si arriva in produzione assieme, il prezzo si rischia però di farlo crollare. Se ipotizzi che sul mercato di petrolio ce ne sarà sempre, ciclicamente, troppo o troppo poco<sup>4</sup>, forse ti converrebbe investire in maniera anticiclica.

Nel breve-medio termine comunque alla domanda che cambia puoi adattarti solo con la produzione che c'è, e non con quella che ci sarà. Ci si adatta alla domanda che decresce solo aumentando la capacità inutilizzata; e si può rispondere alla domanda che cresce solo nella misura delle scorte e della capacità inutilizzata (*spare capacity*) esistenti.

Poi c'è il giacimento. Che funziona in maniera diversa da un qualunque magazzino. La dinamica dei fluidi non rende indifferente né come né quanto produci. Produrre al massimo è spesso nemico di produrre il massimo. Bisogna usare il più possibile del movimento di gas e/o acqua per spiazzare il petrolio dai pori in cui si è rannicchiato e farlo salire in superficie. Per fare questo devi piazzare al meglio i pozzi di sviluppo; ma ammesso che tu ci riesca, volendo poi massimizzare la quota di recupero del petrolio in posto (*recovery factor*) dovrai a volte tenerti sotto alla portata massima di produzione (*production rate*) che il differenziale di pressione tra giacimento e pozzo ti consentirebbe<sup>5</sup>.

Tutto questo che comportamenti induce? L'alta intensità di capitale e la relativa pochezza dei costi variabili è una spinta poderosa al «tanti, maledetti e subito». Il grosso dell'investimento anticipa di regola la cassa-produzione. Non si può che scontare alto. Valorizzare cioè 0 quello che posso ricavare tra 20 anni, e accelerare al massimo il rientro del capitale investito. La spinta è a produrre a tutta; e se poi qualcosa resta nel sottosuolo sarebbe comunque uscito così tardi da non valere niente. Meglio produrre 20 barili in 15 anni e poi chiudere, che 10 in 15 anni e arrivare a 40 in 30.

Opportunità non solo di *project financing*, ma anche di indebitamento in genere, e soprattutto la non elasticità temporale dell'investimento alla domanda militano per contro nel senso di privilegiare la stabilità rispetto all'immediatezza del ritorno. Una ragionevole e condivisa aspettativa di stabilità dei prezzi rende più agevole il finanziamento e abbassa la percezione di rischio connessa all'investimento. Solo che la stabilità richiede un qualche continuo equilibrio di domanda e offerta; e perciò, in un sistema dove ci vogliono anni a creare nuova capacità, l'esistenza di una qualche *spare capacity* che faccia da cuscinetto tra le due e/o di un qualche meccanismo che eviti che la sovrapproduzione inondi il mercato e inabissi il prezzo. Entrambe, peraltro, richiedono che si produca meno di quello che si può; il che confligge con l'ansia del tutti, maledetti e subito.

Il giacimento sta in mezzo, tirato da una parte da quelli per i quali un barile vale il suo valore attuale scontato a tasso alto, e dall'altra da quelli se-

condo i quali nella stabilità si rischia di meno, onde si può scontare a meno, onde si può, ove ne ricorra il caso, recuperare di più. A cercare di conciliare le due si è messa assieme la nozione di Mer (*Maximum Efficient Rate*), che nella definizione comune è la portata di petrolio o gas che consente di rendere massimo il ricavo economico da un giacimento senza danneggiarlo, massimizzandone cioè il fattore di recupero. Peccato che la definizione non concili. Ti dice solo che la recuperabilità è funzione del ritorno economico; e insomma tu volevi sapere a che tasso scontare, e il Mer ti dice che è quello che hai deciso tu. Grazie per l'aiuto.

«Investire a lungo termine in condizioni cangianti è come sparare a un bersaglio non solo distinto, ma mobile – e che si muove a sbalzi»<sup>6</sup>. Immediatezza del recupero del capitale investito e stabilità sono bersagli che si alternano; e spesso, se non sempre, antagonisti. Lo sono in particolare in condizioni di sovraccapacità di produzione; che poi sono state quelle che hanno attraversato l'intero XX secolo. Se produco al massimo abbato i prezzi. Ma se il prezzo è superiore ai miei costi variabili, qualcosa comunque mi rientra; mentre se taglio aspettando un futuro migliore c'è il rischio che non arrivi a fine d'anno. Se sono indebitato, sarà difficile convincere la banca a pazientare in attesa del vitello grasso. In ogni caso non taglierò o rallenterò mai se non sono sicuro che lo facciano anche gli altri; perché vorrebbe per certo dire vendere la metà al prezzo a cui avrei potuto vendere tutto.

Aprire un giacimento non è esattamente uguale ad aprire uno stabilimento. Il petrolio ha tempi e modi di produzione non del tutto coincidenti con quelli della coca-cola; e l'adattamento al mercato (vero o presunto) è perciò assai meno che puntuale. Difficile pensare che ci sia stabilità senza coordinamento, sia poi esso volontario o pubblicistico-amministrativo. La storia delle *oil companies* diventa perciò, e per molti suoi aspetti, anche la storia della loro regolazione e dei loro cartelli.

## Trust e antitrust

In principio furono *antitrust*, e *rule of capture*. Gli anni successivi alla guerra civile sono in America quelli della grande trasformazione soprattutto logistica e produttiva. Ferrovie e invenzioni; e a seguire un diverso processo industriale. Dentro un percorso che trasforma in pochi decenni un Paese di comunità rurali in una nazione urbana e industriale; e nel quale alla potenziale moltiplicazione della capacità produttiva fa riscontro la necessità/opportunità di riunificare il Paese in un unico grande mercato. In definitiva, per necessità di capitali e acquisizione della dimensione «massa», un percorso che non può non transitare da un processo accentuato di concentrazione. C'erano una volta tante piccole società ferroviarie; e prima della fine del secolo J.P. Morgan ne ha messe assieme una buona parte. C'erano una volta tantissime piccole raffinerie; e in 20 anni Rockefeller le ha ridotte se non a una, quasi. E co-

si di seguito. La società di agricoltori, artigiani e piccoli imprenditori che preesiste al grande balzo in avanti è assai meno che tifosa dei processi di concentrazione. Tra l'altro, è società che ha dimensione produttiva e di mercato essenzialmente locale, e perciò statale; mentre la concentrazione ha per definizione bisogno di pensarsi sulla scala dell'intero Paese, e cioè federale<sup>7</sup>.

La società contadina reclama protezione<sup>8</sup>; o meglio una legislazione *anche* federale che reprima o per lo meno contenga i fenomeni di concentrazione. La ottiene il 2 luglio 1890. È nato lo Sherman Act, e 120 anni dopo sembra godere ancora di buona salute. Per come è scritto, peraltro, sembra poter minacciosamente arrivare ben oltre lo scopo; visto che senza ulteriori qualificazioni anche una cena tra conoscenti/concorrenti potrebbe (almeno in quanto tentativo) configurare una vietatissima fattispecie di «*conspiracy in restraint of trade*»<sup>9</sup>. Per una *oil company* convinta della virtù della (auto)regolazione è insieme incubo e impedimento; che un qualunque accordo che regolamenti la produzione tra produttori ci casca sicuramente dentro.

Sull'altro versante premeva la *rule of capture*. Nata per garantire il diritto del proprietario del fondo a catturare la selvaggina che ci passava; ed estesa analogicamente dal fagiano al petrolio. Funzionava benissimo persino con i bisonti; ma per il petrolio mostrava qualche inconveniente<sup>10</sup>. Un bisonte o un cervo, se non gli spari subito, puoi cercare di rinchiuderli da qualche parte; e se il recinto è sulla tua terra, decidere poi con comodo che altro fare. Con il petrolio no. Se sul terreno del tuo vicino c'è un pozzo, e pesca nella stesso giacimento che si estende sin sotto casa tua, lui per pori e canalicoli e perdite di pressione sta attirando verso di sé anche il petrolio che avresti potuto produrre tu; e toglie comunque pressione a quello che resta rendendoti poi più difficile, quando non impossibile, tirarlo fuori. L'unico modo che hai di non fartelo sfilare da sotto è pompare prima e più di lui; e lo stesso vale per tutti i vicini o comunque quelli che hanno acquisito diritti minerari su terreni che insistono sullo stesso giacimento. Non produrre al massimo rischia di tradursi in questa dinamica nel non produrre e basta; e la piena anarchia competitiva che ne deriva<sup>11</sup>, unita all'affollamento dei titolari di diritti che partecipano di uno stesso giacimento, rende impraticabile non solo il coordinamento, ma sinanco l'avvio di un qualche processo di concentrazione.

La concentrazione si fece anche per questo inizialmente a valle; e fu Rockefeller, e prese la forma della concentrazione della capacità di raffinazione. Ci fu grande e rapido progresso tecnico<sup>12</sup>; ci fu forse per la prima volta attenzione quasi maniacale al consumatore<sup>13</sup>; ma ci fu anche se non soprattutto la geniale capacità di intermediare nel ciclo tra l'anarchia dei produttori e il bisogno di stabilità, ancora all'inizio del processo di concentrazione, degli operatori ferroviari. L'accordo che concluse con le ferrovie, e da cui ebbe inizio l'avventura antitrust della Standard, creava un monopolio di fatto del trasporto in favore di Rockefeller in cambio della garanzia di volumi in favore delle ferrovie. Inseriva insomma un monopolio come passaggio e col-

legamento obbligato tra due settori (produzione e trasporto) entrambi caratterizzati da fortissima concorrenza interna<sup>14</sup>.

Il (quasi) monopolio «stabilizzava» sia a monte che a valle<sup>15</sup>, in qualche modo limitando gli sbocchi della produzione e perciò la produzione stessa, e per altro verso assicurando una sorta di flusso garantito al trasportatore. Il secondo passaggio si ridusse, sin quasi a esaurirsi, abbastanza in fretta. Le ferrovie vengono sostituite, come mezzo di trasporto, dagli oleodotti. Il primo si chiama *Tidewater Pipeline*, è lungo 170 km, e tra la sorpresa di qualcuno nel 1879 si mette a funzionare. Era stato costruito dagli indipendenti per sottrarsi al monopolio della Standard<sup>16</sup>. Ma Standard era nata anche grazie al controllo della logistica. Passò senz'altro dalle ferrovie ai *pipelines*, e soprattutto ai propri *pipelines*. Divenne persino azionista di minoranza di *Tidewater*, e vi si consorzio<sup>17</sup>. A volte non è necessario essere padroni. Basta coordinarsi.

Padrone è comunque meglio. E negli anni '80 Rockefeller e la Standard raffinavano e trasportavano l'85% del petrolio prodotto in America. Erano però se non assenti, certo irrilevanti come produttori diretti. Si erano tenuti lontani dal marasma. Però adesso si aprono scenari nuovi. Il petrolio non è più solo Pennsylvania; ma si comincia a trovare anche più a Ovest. Un investimento forte e tempestivo in aree nuove può limitare localmente il marasma. Il sistema della raffinazione e la logistica sono pienamente sotto controllo; il che significa che l'eventuale greggio proprio ha una via d'accesso preferenziale al mercato finale. L'esportazione diventa un'opzione sempre più ricca. È tempo di entrare in produzione; e i nuovi campi di Lima-Indiana in Ohio sono alla fine degli anni '80 il terreno su cui comincia in grande scala l'avventura di Standard produttore. Si applicherà a questo segmento di attività con lo stesso approccio con cui aveva affrontato raffinazione e logistica; e le basteranno pochi anni per diventare il primo produttore mondiale<sup>18</sup>. È nata la prima *major* integrata, che incorpora cioè tutte le fasi del ciclo petrolifero, dalla produzione alla vendita finale.

Dura nella forma iniziale sino al 1911, quando una delle forse più famose sentenze della Corte suprema americana ne ordina lo smembramento per violazione della normativa antitrust<sup>19</sup>. Lo smembramento non segnerà comunque una formidabile svolta negli assetti e nell'organizzazione petrolifera americana. I più grandi tra i figli nati quasi per partenogenesi dalla vecchia Standard Oil rimarranno tra i principali attori dell'*industry*<sup>20</sup>; e la concorrenza tra loro sarà, almeno all'avvio, meno che aggressiva<sup>21</sup>.

Il segnale forte è un altro. La legislazione antitrust comunque incombe<sup>22</sup>; e modella, limita e governa i rapporti tra i produttori e la loro modalità escludendo la possibilità stessa dell'autoregolazione. Di contingentare la produzione (*prorating*) o addirittura di unificare la gestione di un giacimento attraverso l'unitizzazione dello stesso per accordo tra privati non se ne può neanche parlare<sup>23</sup>. Occorre un salvacondotto. Insomma una qualche norma

che ti imponga di farlo. Bisogna riuscire a isolare, almeno in parte, il petrolio dallo Sherman Act e dai suoi figli. Ne nasce un conflitto che attraverserà l'Amministrazione americana indipendentemente dalla parte politica di volta in volta al governo; con il Dipartimento della Giustizia fedele custode della norma e della sua universale applicazione, e Dipartimento degli Interni e Dipartimento di Stato di volta in volta impegnatissimi, per ragioni che spazieranno dalla difesa dell'economia alla sicurezza e alla politica estera, a garantirne occasioni di immunità per il petrolio. A volte, meglio un *trust* che l'antitrust<sup>24</sup>.

## Waste

Serve qualcosa per contemperare antitrust e *rule of capture*. Il cavallo di Troia è una parola magica. *Waste*. Potete tradurla in tanti modi, e usarla in tante accezioni. Monnezza, spreco, rifiuto, perdita; e financo, raffinatamente, dispersione. All'inizio è monnezza. Vanno bene la proprietà privata e la *rule of capture*. Però c'è anche la categoria dei limiti alla proprietà (o meglio, al suo esercizio) nell'interesse pubblico. Non si possono lasciare terreni intrisi di petrolio; o pozzi abbandonati in condizioni che consentono la percolazione dei fluidi di strato; o cascami pericolosi gettati alla rinfusa. Negli ultimi anni del XIX secolo la maggior parte degli Stati promulga così legislazioni che rendono obbligatorio il *casing* (e cioè il rivestimento tubolare) e il *plugging*<sup>25</sup> (ovvero la chiusura mineraria) dei pozzi. Siamo, sin qui, alla normalità della prevenzione/repressione dell'inquinamento.

Poi diventa «spreco», e «dispersione». L'Indiana nel 1893 vieta per legge la dispersione del petrolio al suolo e del gas associato<sup>26</sup> in atmosfera, anche previa combustione dello stesso (*gas flaring*). Però il gas se catturato è proprietà, e uno dovrebbe potersene fare quello che vuole. Non è che la legge, se ammazzi un bisonte, possa poi obbligarti a mangiarlo. Ohio Oil, che poi sarebbe un pezzo dello Standard Trust, reclama il suo diritto a bruciarsi il gas quanto le pare; che magari dopo qualche giorno di gas da sotto arriva il petrolio che è l'unica cosa che le interessa. Ohio Oil si appella contro quello che le pare equivalente a un esproprio<sup>27</sup>; e trascina il caso sino alla Corte suprema. Perde. La Corte suprema sancisce il diritto dello Stato di legiferare al fine di prevenire lo «spreco» di risorse naturali<sup>28</sup>. È il grande salto logico. Non è più giusto inquinamento; adesso è l'interesse (non ancora «pubblico»)<sup>29</sup> alla conservazione delle risorse naturali che può essere costituzionalmente opposto all'esercizio di diritti di (almeno apparente) natura proprietaria.

La *conservation* porta a guardare sottoterra. Siamo alla *geologic waste*; in sostanza al mal produrre. Di *underground waste* parla espressamente il primo esplicito Conservation Statute, quello dell'Oklahoma del 1915; e molti ne seguiranno. La nozione è alla base delle normative che in progresso di tempo

imporranno all'attività standard tecnici di natura cogente, tra cui l'obbligatorietà del rispetto di una distanza minima tra i pozzi («*well spacing*»)<sup>30</sup>; ma per il tempo in cui è emanata sembra sottendere altro. Un po' di *petroleum engineering* comincerà a far capolino solo una decina d'anni dopo; e le conoscenze tecniche d'epoca sono un po' troppo rudimentali per consentire di emanare ordini sul che fare nel sottosuolo.

La comprensione della dinamica dei fluidi sta appena cominciando; e il rapporto/allarme del Bureau of Mines che afferma che circa l'80% del petrolio recuperabile va perso a causa della Babele produttiva viene pubblicato solo nel 1919<sup>31</sup>. Abbastanza da legittimare in qualcuno l'idea che il Conservation Statute dell'Oklahoma e le altre analoghe leggi statali che lo seguiranno a breve parlino di conservazione; ma intendano in realtà stabilizzazione<sup>32</sup>. Più che mirare alla produzione tecnicamente ottimale, mirino insomma già ora a essere strumento di controllo della produzione *tout-court*.

Monnezza. Spreco. Mal produrre. Infine l'*economic waste*. Insomma il mal vendere. Ma almeno questo, in *property*, dovrebbe essere intoccabile. Non mi si può costringere a produrre di meno giusto perché secondo qualcuno vendendo a un prezzo troppo basso. E poi è l'essenza stessa della concorrenza. Il consumatore spende meno. Però in Oklahoma l'hanno già scritto nella legge del 1915; e nel 1921 il potere di impedire «*the taking of crude oil or petroleum [...] at a time when there is not a market demand therefor at the well at a price equivalent to the actual value of such crude oil or petroleum*» è reso definitivamente esplicito. Per capire se e come può reggere alla Corte suprema bisognerà comunque aspettare.

A cavallo dell'inizio degli anni '20 la questione della limitazione della produzione e dei suoi strumenti sembra perdere temporaneamente fascino. Il tema diventa l'allarme per l'esaurimento prossimo venturo delle riserve; e dunque è la *waste* in accezione rigorosamente tecnica ad assumere priorità. Dura poco. Le riserve invece di esaurirsi si moltiplicano. Prima della guerra il centro del mondo era sembrato per qualche anno in Oklahoma; e non per caso la prima legge dove ci si cercava di proteggere dalla troppa abbondanza l'avevano fatta lì. Dalla seconda metà degli anni '20 diventa tutto uno scoprire il e in Texas<sup>33</sup>. Il gran finale è con il botto. Il 3 ottobre 1930 la memoria di Spindletop è oscurata. Parte un grande *gusher*. È nato East Texas; o, come lo soprannomineranno, «Black Giant». In pochi anni, arriverà a valere da solo il 22% della produzione mondiale; e nel 1944 supererà i 2 miliardi di barili di produzione cumulata.

Scoprire Black Giant l'anno successivo il crollo di Wall Street non è il paradigma della tempestività. Già la cattura di un animale di quelle dimensioni avrebbe avuto contraccolpi seri in una condizione di forte crescita economica. Cominciare a produrlo in depressione ha poi effetti assolutamente devastanti. C'era una volta il petrolio a 3,5 dollari/barile. In pochi mesi da 1,50 dollari è sceso a 5 centesimi. Che fare?

## Regolazione

Qualcuno aveva sperimentato, già con le scoperte precedenti, la via dell'unificazione volontaria con annessa autolimitazione della produzione. Della gestione unificata, in definitiva, di ogni singolo giacimento. Non aveva funzionato. Un po' perché paladine erano di solito le *majors*, per le quali coordinare voleva dire anche controllare<sup>34</sup>. Ma un po' anche per timore di antitrust. Black Giant non c'è ancora, e già nel 1928 l'Api (American Petroleum Institute), a fini di stabilizzazione, formula come prima di una serie di raccomandazioni e proposte quella di una rivisitazione della normativa di settore che renda giuridicamente lecita una qualche forma di cooperazione volontaria tra produttori<sup>35</sup>. I piccoli produttori comunque di auto o etero limitazioni non ne vogliono sapere. L'Api è l'associazione dei grandi; e loro si organizzano nell'Independent Petroleum Association of America (Ipa). Sono, all'inizio, i duri e puri del no a qualunque forma di regolazione pubblica; e sembrano anche fermamente convinti che pompando a tutta qualcosa di più si dovrebbe riuscire comunque a incassare. I grandi hanno raffinerie, e anche distribuzione. Stabilizzando e riducendo a monte la produzione continuano comunque a fare margine a valle. L'indipendente è tante cose, che tra i duri e puri ce ne sono molti di dimensioni piuttosto ragguardevoli. Il vero piccolo è però aggrappato al suo pozzo; e magari a meno di 10.000 dollari di investimento da cui dipende il suo futuro. Il *taking of property* ha nel suo caso un che di fisico, immediato, quasi brutale.

La regolamentazione ha ancora base essenzialmente statale, ed è demandata ad *agencies* locali. La più famosa e celebrata è la Texas Railroad Commission (Trc); e il suo equivalente in Oklahoma è la Oklahoma Corporation Commission (Occ). La Trc aveva ricevuto poteri di regolamentazione della produzione petrolifera da una legge statale del 1919 tra cui quello di ordinare il *prorationing*, e cioè il contingentamento, della produzione. La Trc aveva cominciato a esercitarli contingentando praticamente dall'inizio la produzione di ciascuna delle due grandi scoperte della fine degli anni '20, *Hendrix* e *Yates*. C'erano state proteste; ma la limitazione non era stata troppo brutale e i prezzi che rimanevano decenti sembravano giustificare il sacrificio.

La miscela di Depressione e Black Giant è invece subito esplosiva. È conflitto; sociale, giuridico e politico. Per far rispettare l'ordine di *prorationing* i governatori di Texas e Oklahoma devono ricorrere nel 1931 alla legge marziale. Piovono i ricorsi giurisdizionali. È quasi paralisi<sup>36</sup>.

Qualunque sia l'esito dei ricorsi, tra dare l'ordine e riuscire a eseguirlo sembra comunque aprirsi un baratro. Affinché l'ordine sia efficace occorre poi per lo meno che l'intervento federale complementi quello statale, quantomeno a prevenire che il petrolio prodotto in eccesso (*hot oil*) venga contrabbandato e poi venduto impunemente fuor dallo Stato in cui vige la limitazione. Nel 1933 Roosevelt vince le elezioni. È subito legislazione interven-

tista. Il National Industry Recovery Act (Nira) promulgato nel giugno del 1933 contiene un Petroleum Code che delega e autorizza il Secretary of Interior a qualunque intervento regolatore sulla materia, inclusi il contingentamento della produzione, la fissazione di tariffe doganali sul petrolio importato, e persino la fissazione diretta dei prezzi. Il contrabbando di petrolio, con un provvedimento del mese successivo, viene elevato a crimine federale. Basta e avanza a far ripartire i prezzi: 25 centesimi/barile nel maggio del 1933; e 1,08 dollari già a ottobre.

Qui però il petrolio quasi scompare, temporaneamente, dentro il grande conflitto istituzionale tra l'Amministrazione Roosevelt e la Corte suprema<sup>37</sup>; conflitto che ha come epicentro proprio la costituzionalità della regolazione e dell'intervento pubblico e che rischia di portare a una rottura costituzionale<sup>38</sup>. La Corte prende a bocciare sistematicamente la legislazione rooseveltiana, Nira incluso<sup>39</sup>; e Roosevelt minaccia di dimettere la Corte per legge<sup>40</sup>. Alla fine si salvano le forme; ma vince la regolazione, e ne esce un sistema che consente il pieno controllo/coordinamento pubblico della produzione.

Trc e sue consimili mantengono la competenza statale alla regolazione e alla sua esecuzione. Gli obiettivi di produzione adesso però sono fissati a livello nazionale, attraverso la costituzione di un organismo interstatale di coordinamento – l'Interstate Oil Compact Commission (Iocc) – che coordina la distribuzione delle quote tra i singoli Stati. Il tutto sigillato dalla competenza federale del Secretary of Interior e dalla riproposizione della sanzionabilità federale delle trasgressioni<sup>41</sup>. Gli Stati Uniti si autoimpongono per legge dei volumi massimi annuali di produzione. E continueranno grazie a questo strumento a produrre al di sotto della loro capacità sino alla crisi d'inizio d'anni '70, mantenendo per 35 anni un margine di *spare capacity* che si avvicinerà al picco ai 4 milioni di barili/giorno<sup>42</sup>.

L'idea dell'Opec, 25 anni dopo, sarà figlia di questa regolazione. L'Opec è un'idea americana. I suoi fondatori ne sono tributari espliciti. Quello del venezuelano Perez Alfonso e del saudita Tariki, all'inizio della loro intesa, fu «il sogno di una Texas Railroad Commission a livello mondiale»<sup>43</sup>. Lo ribadirà in questo secolo, da segretario generale dell'Opec, un altro venezuelano, Ali Rodriguez Araque, che riconoscerà nello Iocc l'antecedente logico e diretto dell'Opec<sup>44</sup>. E che probabilmente ne avrà un po' invidia, visto che la sanzionabilità dei comportamenti distingue la macchina Iocc, capace di far rispettare il proprio decidere, dalla macchina Opec, più simile a un club.

Era cominciato tutto con la *waste*. Poi era diventata *conservation*. Ancora alla fine degli anni '30, c'era chi si raccomandava che concettualmente ci si fermasse lì, che se si insisteva anche e troppo sull'*economic waste* c'era il rischio che le Corti ci ripensassero<sup>45</sup>. Ma se metti in mano uno strumento alla regolazione, è normale che essa cerchi di dilatarne all'estremo uso e significato. La *conservation* è tale categoria dello spirito da consentire che la si usi per qualunque fine; quasi come il petrolio quand'era medicinale. Essa basta, e non

c'è bisogno di inventarsi concettualmente altro per avere per mano uno strumento che ti permetta di intervenire sui flussi dell'offerta. Per lavorare avendo a obiettivo, attraverso il contenimento della produzione, di conseguire un prezzo unitario superiore a quello che sarebbe stato raggiunto facendo lavorare solo le forze di mercato.

Quel che l'antitrust vieta al privato è consentito dalla regolazione attraverso il pubblico. Detta così, aiuta però un equivoco. Quello che l'antitrust sia mercato, e la regolazione no. Sono regolazioni entrambe<sup>46</sup>. Lunghezza e intensità di capitale del ciclo del petrolio fanno della stabilità un valore, soprattutto in tema di reperimento di mezzi finanziari. L'esigenza di stabilità ti stimola «naturalmente» la cooperazione. Quando la capacità produttiva supera la ridondanza, ti stimola persino cartello. I cartelli e le associazioni di categoria, per dirla con Frankel, «*are the middleclass version of trusts*»<sup>47</sup>.

Arriva il legislatore/regolatore. Con l'antitrust te lo vieta; e con quell'altra regolazione ti ci obbliga. Ha senso? Oppure poteva risparmiarselo, e lasciarci la naturalezza di Rockefeller? Comunque sia, la stabilità nella sovrabbondanza finisce che la si cerchi in un prezzo artificialmente alto. La *conservation*, via *prorationing*, ti inflaziona prezzi e costi<sup>48</sup>. Nel merito, si può cercare di giustificare la necessità. Magari ancora con i tempi del ciclo del petrolio, che richiedono che si aiutino i produttori a superare i tempi duri per evitare di ritrovarsi a corto quando arriva la ripresa. Magari con la sicurezza, che la produzione nazionale è strategica e va difesa per evitare di dipendere dalle importazioni. Magari con la preoccupazione sociale, che gli indipendenti assai piccoli sono anche assai numerosi, e votano.

Conunque nell'immediato tra produttore e consumatore si è scelto il produttore; e la tesi che ciò tuteli nel lungo periodo il consumatore non è un fatto ma una congettura. Il maggior beneficiario della regolazione è per paradosso il suo peggiore iniziale nemico. L'*independent producer*. In corso d'opera molti nella categoria hanno cambiato idea. Portano a casa risultati e garanzie non da poco. La regolazione si è affinata, e ha preso a proteggere i più deboli.

L'allocazione del *prorationing* adesso discrimina di regola a favore dei più piccoli, consentendo ai pozzi che meno producono di mantenere invariato il flusso produttivo o comunque di diminuire la portata meno di quanto richiesto agli altri; e placando così i sanculotti della perforazione.

Si è istituzionalizzata l'idea del *common carrier*; nel senso che ai proprietari di *pipelines* è stato fatto divieto di dare precedenza allo *shipping* della propria produzione, e obbligo invece di trasportare pro quota per conto di tutti i produttori. *Last but not least*, senza aspettare l'elezione di Roosevelt già nel 1932 è stata imposta una tariffa doganale di 21 centesimi/barile sul petrolio di importazione<sup>49</sup>.

Sembra tanto, eppure non basta. Per salvare l'*independent*, dopo la Seconda guerra, l'effetto-cartello della regolazione non sarà sufficiente. Ci si dovrà provare direttamente con il protezionismo.

## Oil Companies

### Protezionismo. Independents

Strano e protetto animale l'*independent*. Difficile anche, se non impossibile, da definire. All'inizio, la definizione designa tutti coloro che erano «indipendenti» da Rockefeller e da Standard Oil<sup>1</sup>. Poi designa a seconda delle convenienze un coacervo di operatori difficilmente accomunabili. Grosso modo quelli non verticalmente integrati, e dunque privi di capacità di raffinazione e distribuzione autonome; e almeno all'inizio quelli con attività esclusivamente domestica. Dimensionalmente, vanno dal decisamente grande al piccolissimo *stripper*. Tanta gente, comunque. E ancora oggi, che sono passati quasi 80 anni da Black Giant, tanti piccolissimi<sup>2</sup>. Una sorta di censimento nel 1992 registrava 8000 società attive nel ciclo degli idrocarburi; di cui solo 427 quotate<sup>3</sup>. Poi ci sono, diciamo così, gli *stakeholders*. Il diritto «privato» anziché pubblico ai frutti del sottosuolo «cointeressa» alla produzione i proprietari dei terreni. Che hanno ceduto di regola il diritto a ricerca e produzione in cambio di una *royalty*; e che ricevono una *royalty* espressa normalmente come percentuale sui ricavi della produzione. In zone rurali e non propriamente fertili, come molte di quelle in cui vi è produzione, il «reddito fondiario» della *royalty* può diventare una componente importante della sussistenza familiare. Il petrolio diventa pensione sociale<sup>4</sup>. C'è chi stima ancora recentemente in 4,5 milioni di persone i «*private royalty owners*» americani; e in 200.000 nella sola Oklahoma le persone per cui la *royalty* fa la differenza tra lo stare da una parte o dall'altra della soglia di povertà<sup>5</sup>. E questo ovviamente senza contare l'effetto «indiretto» dei *royalty dollars* sulla microeconomia delle comunità locali.

Anche se il numero dei *royalty owners* è forse calcolato in eccesso, il numero dei soggetti percettori di «reddito da petrolio» negli Stati Uniti ha comunque dimensioni rilevanti, seppur distribuite in maniera disomogenea nei vari Stati. Niente di unico, verrebbe da dire; che laddove c'è monocultura c'è anche dipendenza vera, mentre qui a livello nazionale siamo alla medio-grande industria, non all'industria unica. Se in Venezuela non trovi lavoro nel petrolio, è difficile che tu trovi un buon lavoro; in America, e persino in Texas e Oklahoma, c'è qualche alternativa in più. Vero. Però qui è diversa la qualità del sentire. Nel lavoro salariato o perdi il lavoro o conservi il tuo stipen-

dio, insomma al netto di bonus (che sono per il piano di sopra) e di premi di produzione (che mai ti hanno cambiato la vita) la tua condizione dipende essenzialmente dalla sopravvivenza della tua azienda, e non dal suo singolo risultato. Nell'industria petrolifera americana, in parallelo al salariato, la somma di piccoli imprenditori e di proprietari terrieri cointeressati mette invece assieme una massa critica di persone il cui reddito è direttamente proporzionale al risultato. Il reddito di alcune centinaia di migliaia di votanti è direttamente proporzionale al volume di idrocarburi che sono prodotti, e al prezzo cui sono venduti. Se il settore industriale va in crisi non lo puoi aiutare con la cassa integrazione; ma solo difendendo i suoi volumi e i suoi prezzi. Non puoi usare la foglia di fico del welfare; devi infilare dritte le dita dentro gli ingranaggi del commercio e dell'economia.

Oltre a essere tanti, gli *independents* sembrerebbero essere anche il vero motore industriale interno. Da sempre però hanno, tra gli altri, un piccolo problema di costi. Ce l'avevano già ai tempi di Black Giant; e dopo gli è semmai peggiorato. Produrre un barile in America è da tempo, se non da sempre, che costa più che altrove. Arrotondando con rozzezza che forse supera il consentito, ma giusto per dare un ordine d'idee, produrre il barile americano è costato nella storia sino al doppio del produrre quello venezuelano e oltre il triplo di quello mediorientale. Eppure gli *independents*, anziché assottigliarsi o magari scomparire siccome il manuale prescriverebbe per il produttore più costoso in un mercato della domanda, si sono mantenuti relativamente floridi. L'antitrust ha impedito a Rockefeller di assorbirli. La regolazione e il *pro-rationing* hanno regalato loro una stabilità senza la quale, finanziariamente, rischiavano di nuovo di essere fagocitati dalle *majors*. Alla fine della Seconda guerra mondiale, bisognava difenderli dallo straniero.

Nel 1944 si discuteva l'accordo di cooperazione anglo-americano per il coordinamento delle politiche petrolifere. Era un accordo bilaterale (seppur aperto alle accessioni di terzi) ma mondiale<sup>6</sup>; nel senso che considerando «inglese», oltre a Bp, anche Shell, in Venezuela e in Medio Oriente c'erano solo loro due (i francesi dovevano giusto ringraziare che li si ospitasse in Iraq), il Messico declinava e della Russia si aspettavano ancora notizie. Il greggio «straniero», visto da dentro gli Stati Uniti, era insomma greggio prevalentemente americano; essenzialmente quello che importavano le *majors* per raffinarselo in patria. «Il Nocciolo dell'accordo consisteva nell'istituzione dell'International Petroleum Commission, che avrebbe preparato le valutazioni della domanda mondiale di petrolio attribuendo poi quote di produzione ai vari Paesi sulla base di fattori quali "riserve disponibili, metodologie tecniche appropriate, fattori economici intrinseci e gli interessi dei Paesi produttori e consumatori, al fine di soddisfare la domanda in espansione"»<sup>7</sup>.

Considerando quello che è successo dopo, e anche che la consapevolezza del ruolo dell'energia nei conflitti del secolo fu la leva che fece iniziare la costruzione delle Comunità europee, da quella del Carbone e dell'Acciaio,

quella di un board internazionale del petrolio poteva anche non essere una cattiva idea. Non si può comunque giudicare quel che non è stato; e parlarne sarebbe solo congettura. Sembrava all'inizio che si potesse fare. I due governi si mostrano intenzionati a chiudere, e le differenze paiono di dettaglio e sostanzialmente riconducibili. La prima reazione delle *majors* è positiva. E nel tentativo anche di placare anticipatamente la reazione degli *independents*, il testo dell'accordo in discussione si affretta a precisare che lo stesso non si applicherà all'industria nazionale o all'importazione di prodotti petroliferi in alcuno dei due Stati firmatari.

Gli unici che non ci stanno sono proprio loro. Gli indipendenti. Non senza, dal loro punto di vista, una qualche ragione. L'America è il più grande produttore e il più grande consumatore. Alla fine della guerra consuma più del 60% del petrolio mondiale restandone un esportatore netto. Se una Commissione che dovrebbe coordinare domanda e offerta mondiale non si occupa (anche) della produzione interna americana, e cioè della maggior produzione mondiale, di che cosa si occupa? E visto che l'indipendente produce il petrolio più caro, come ci si può occupare di lui se non togliendogli produzione a favore di altri, e magari cominciando dal tagliargli quel po' che riesce ancora a esportare?

È guerra. E l'arma con cui vanno in battaglia è la loro preferita e paradossale. La difesa della concorrenza e del libero mercato. Loro. I beneficiati di antitrust e regolazione. Sembra la sempiterna storia del pizzicagnolo che in nome del mercato reclama un sussidio per difendersi dalla concorrenza del supermercato. Il grande avvocato della tesi degli indipendenti è Howard Pew, presidente di Sun Oil, che come indipendente è di quelli grossi. L'Accordo, dice Pew, crea da subito un cartello a direzione pubblica; ed è il primo passo per giungere, via Commissione, al controllo (inter)statale dell'attività petrolifera in ogni parte del mondo<sup>8</sup>. Qualcuno gli obietta. Dentro gli Stati Uniti funziona già così. La Trc di turno a livello statale; e la Interstate Oil Compact Commission a garantire il coordinamento interstatale. La Commissione prevista dall'Accordo è molto meno della Iocc. È giusto consultiva, e non può appoggiarsi a nessuno per sanzionare. La risposta di Pew è di candore (?) disarmante. Non si possono fare analogie tra (proposta) Commissione e Iocc. Lo Iocc non si occupa di economia e non fa cartello; anzi, esclude espressamente di poter procedere alla fissazione dei prezzi e ha come suo obiettivo giusto la *conservation* del petrolio e del gas naturale attraverso la «*prevention of physical waste*»<sup>9</sup>. Da applausi.

Però non sono pizzicagnoli, ma forti comunità di interessi. Vincono loro. Contro le dichiarazioni di due governi, e almeno inizialmente senza, se non contro, le *majors*. Se il governo vuole porre limiti alla produzione diversi da quelli che tolleriamo via Iocc, che venga a dircelo in faccia se ci riesce; e non si nasconda dietro un accordo internazionale. Non sarà con quella scusa che gli riuscirà di far entrare più petrolio d'importazione, e a deprimere quello

nostro anche se costa di più. Questo il significato, nel merito, della vittoria. Nel metodo, il significato è che sono più forti che nel 1930; e che se non hanno un potere di veto nei confronti dell'Amministrazione per certo ci vanno vicino<sup>10</sup>.

Passano 15 anni. Aumentano i consumi, e con loro le importazioni. Che, non essendo ancora nemmeno iniziate le nazionalizzazioni mediorientali, sono essenzialmente importazioni «americane», Exxon e Gulf *in primis*. Il petrolio straniero deprime però lo sviluppo di quello nazionale. O, meglio, il petrolio delle *majors* deprime quello degli *independents*.

L'Amministrazione già nel 1954 raccomanda perciò un programma di contingentamento volontario; insomma chiede alle *majors* di autolimitare le proprie importazioni. Lo chiamano esercizio di «*industrial statesmanship*». Fin troppo ovvio che non funzioni<sup>11</sup>. Dal 1954 al 1958, la quota di domanda americana soddisfatta da importazioni passa dal 13,6 al 18% circa; assorbendo perciò circa il 50% dell'aumento della domanda verificatosi nel quinquennio. A fronte di questo, la capacità produttiva interna non utilizzata raggiunge i 2 milioni di barili/giorno<sup>12</sup>.

Si arriva al 1959, e la pressione degli *independents* per rendere obbligatorio quel che era volontario si fa sempre più forte. Ci sarebbe un piccolo problema di riconciliazione di un provvedimento di contingentamento delle importazioni con il ruolo di apostolo del libero commercio di cui l'Amministrazione si autoinveste nelle sue relazioni internazionali. La formula che scusa e assolve esiste, e la si pratica da tempo. *National security*<sup>13</sup>. La produzione domestica e il suo sviluppo sono essenziali per la sicurezza nazionale. Lo sono già in un'epoca nella quale, come si è detto, il greggio importato è comunque già all'origine «proprietà» di società americane. Figurarsi dopo. Adesso basta l'idea che c'è la Guerra fredda e perciò un nemico. Non si può fare conto assoluto su del petrolio che per essere usato va per forza di cose «trasportato». Attraversare il mare te lo rende comunque vulnerabile. Il *free trade* è pregato di abbozzare, e accomodarsi altrove.

Il 10 marzo 1959 Eisenhower decreta il contingentamento obbligatorio delle importazioni di greggio. Il provvedimento sottolinea l'esigenza che a fini di sicurezza nazionale l'industria petrolifera nazionale si conservi sana («*healthy*») e robusta («*vigorous*»)<sup>14</sup>; e l'idea di base è che ciò sia garantito attraverso contingentamenti che consentano all'importazione autorizzata di soddisfare non più del 9% della domanda interna<sup>15</sup>. In pratica, sta contingentando la produzione delle società americane che producono all'estero<sup>16</sup> in favore di quelle operanti nazionalmente. La nazione è estesa al Canada, la cui produzione può continuare a essere importata senza praticamente restrizioni.

Non solo il contingentamento è obbligatorio, ma è pure selettivo. Non stabilisce solo quanto petrolio può essere importato, ma anche da chi. In questo non premia direttamente i produttori indipendenti, che non avendo di regola capacità di raffinazione e distribuzione non possono diventare essi stessi

importatori. Però aiuta i loro affini. In America ci sono 96 unità di raffinazione con una capacità di lavorazione inferiore a 30.000 barili di petrolio equivalente al giorno. Lasciando fare il mercato, e al netto di una qualche nicchia di specializzazione, la loro inefficienza dimensionale le dovrebbe portare abbastanza velocemente alla chiusura. Un sistema di allocazione a *sliding scale* (e cioè per scaglioni) che favorisce le capacità produttive limitate fa sì che i «piccoli» si ritrovino allocate quote di prodotto di importazione più che proporzionalmente superiori a quelle allocate ai complessi produttivi di dimensioni maggiori. Con l'importato che costa meno del nazionale, è giusto un sussidio al piccolo. La sua importanza verrà declinando con il tempo<sup>17</sup>; però per adesso allunga la vita. I produttori indipendenti e gli *stakeholders* ne sono entusiasti. Il «sussidio» aiuta i piccoli raffinatori a finanziarsi gli acquisti della produzione locale necessaria a saturare la propria capacità; e dunque finanzia indirettamente il produttore indipendente, che della produzione locale è il venditore e per il quale la fruizione indiretta dei benefici del sussidio è a volte e a proprio turno, agli inizi degli anni '60, garanzia di sopravvivenza<sup>18</sup>.

Il sistema dura sino al 1973, quando la prima crisi petrolifera obbliga l'Amministrazione Nixon ad abrogarlo. Non si può organizzare la domenica senz'auto, e mantenere il contingentamento alle importazioni<sup>19</sup>. L'*independent* non ha di che lagnarsi. Dal 1973 finisce l'era della stabilità del prezzo. Ma dal punto di vista del produttore comincia quella della stabilità della remunerazione. Aveva avuto bisogno di protezione quando i prezzi mondiali stavano sotto i 2 dollari al barile. Adesso che viaggiano comunque ben sopra i 10, quando anche non oltre i 20 o i 30, il produttore non ha problemi, come categoria, a remunerarsi. In termini reali, spunta sempre prezzi che sono almeno il doppio di quelli degli anni '60. Sono più di 10 anni (quasi) felici. Ci vorrà il crollo dei prezzi del 1985-86 per portare crisi.

La crisi fa selezione, oltre che danno. Se ne vanno quelli con i costi di rimpiazzo delle riserve più alti; ma per gli altri c'è spazio per crescere e rimoltiplicarsi. I grandi sono sempre più con le antenne all'estero; essi hanno anche una grande struttura di costi generali e non possono permettersi di perdere tempo con *strippers* o avventure comunque marginali. La ricerca di volumi porta a guardare fuori di casa anche un numero sempre più alto di imprese giusto medie, se non addirittura quasi piccole. Nel 2001 sono alcune decine quelle che hanno acquisito diritti su riserve esistenti fuori dagli Stati Uniti. È un processo che sul territorio nazionale lascia spazio e margine ai più piccoli, che se riescono a massimizzare la leva finanziaria possono strappare rendimenti interessanti da piccoli progetti di non interesse abbandonati dai grandi, qualche volta anche acquisendo direttamente da loro campi minori. Se l'investimento petrolifero tecnicamente rende più del costo del denaro che ti sei fatto prestare, il rendimento dei soldi che ci hai messo di tuo si arricchisce della differenza; e dunque ci si indebita. Negli anni '90 gli *independents* scoprono, seppur rudimentalmente, la finanza. Con effetti che diventano chiarissi-

mi quando devono affrontare la seconda livella. Il crollo dei prezzi del 1999. È la seconda selezione. Diversa dalla prima. Il 1986 ha messo fuori mercato gli indipendenti con i costi più alti. Il 1999 mette fuori mercato gli indipendenti con l'indebitamento più alto<sup>20</sup>. Non si può dire, a 10 anni di distanza, che quella lezione sia stata meditata.

Il 1999 dà però anche un'occasione per verificare come la ricerca di protezione degli indipendenti non si sia esaurita con la vittoria di 40 anni prima. Non si può più chiedere, come ai tempi di Eisenhower, che si faccia del protezionismo nella sua forma elementare, e cioè con barriere fisiche all'importazione. La produzione domestica è ormai al di sotto del 50% della domanda interna. Contingentare le importazioni sarebbe richiesta ridicola. Un indipendente, Harold Hamm, fonda lo Sdo (Save Domestic Oil). Accusa di *dumping* il Venezuela, e a seguire gli altri Paesi produttori. Reclama l'applicazione di tariffe doganali sulle loro importazioni negli Stati Uniti. Deposita un ricorso alla Federal Trade Commission per ottenerle. Detta così, pare folklore. Però in poche settimane si tira dietro 32 associazioni regionali di piccoli produttori e di *royalty owners* (gli *stakeholders* sono sempre in prima linea per solidarietà...). E tanto perché sia chiaro che neanche a fine secolo il conflitto di interessi si è composto, riceve pieno appoggio dall'Ipaa e aperta e pubblica ostilità dall'Api<sup>21</sup>. È ancora e sempre piccoli contro grandi.

Lo Sdo resta indicatore di tensioni latenti, e non diventa miccia di conflitto politico. La questione che pone diventa infatti velocemente *moot*, priva cioè di interesse attuale. Ci ha pensato l'Opec. I drastici tagli alla produzione decisi nel marzo del 1999 per una volta funzionano. Il prezzo riparte in fretta, *healthy* e *vigorous* quanto Eisenhower voleva l'*industry*. Se lo è il prezzo, lo sono per definizione anche gli indipendenti. L'Ipaa dichiara pubblicamente il proprio «rispetto e gratitudine» per i Paesi che hanno praticato il taglio della produzione, aggiungendo che la pratica di un dialogo costruttivo con i Paesi produttori è una *top priority* dell'associazione. In pochi mesi si è passati dalla richiesta di tariffe alla dichiarazione d'amore. Se l'Opec si fa carico per intero della *spare capacity*, l'indipendente diventa il suo miglior alleato<sup>22</sup>.

Altri 10 anni. Oggi, fuori d'America, dell'indipendente quasi non si parla. L'America la percepiamo quasi come un consumatore che petrolio non ha, quasi fosse un'Europa qualsiasi, e che fa le guerre per andarselo a cercare. Sempre in punto di percezione, il suo braccio armato sono le grandi società petrolifere, insomma il Big Oil Exxon in testa; e la sua produzione nazionale è cosa di cui non abbiamo notizia e se c'è deve essere poco più rilevante della nostra e se la gestiranno i grandi proprio come succede da noi. In ogni caso, sempre per percezione magari alimentata dalla pubblicistica, se c'è è in declino da anni e finirà comunque presto.

Tocca di disilludere, almeno un poco, la percezione. Il povero americano produce immensamente meno degli oltre 20 milioni di barili/giorno che consuma. Però 8,5 seppure scarsi li produce ancora. Sono un po' più del 10%

della produzione mondiale, e ne fanno tuttora il terzo Paese produttore (dopo Arabia Saudita e Russia). Gli *independents* oggi sono il fulcro della produzione americana<sup>23</sup>: 68% del petrolio (e 82% del gas naturale)<sup>24</sup>. La Exxon produce nel mondo meno di 4 milioni di barili/giorno di petrolio equivalente (petrolio più gas). Gli indipendenti più di 5,5 milioni/giorno di solo petrolio. Presi assieme, valgono grosso modo il doppio della Exxon. E producendo in un solo Paese. Presi assieme, sono la più grande società petrolifera «privata» mondiale.

La politica americana, e non la spontaneità del mercato, ha determinato le forme del loro sopravvivere, e poi crescere, e poi moltiplicarsi. Con l'antitrust, e poi la regolazione, e poi il protezionismo. La nostra percezione (?) ci fa apparire la pluralità dei produttori a garanzia di concorrenza, e perciò di cosa buona e giusta. La storia della politica americana nei confronti degli indipendenti, da Rockefeller a Eisenhower, è una storia di protezione *dalla* concorrenza. O, se preferite, di creazione e sostegno di una bizzarra varietà di *price increasing competition*. Per garantire la pluralità degli operatori ed evitare gli orrori dell'oligopolio, si è garantito il sostegno dei prezzi. Magari ce la facevano senza; ma questo non ci è dato di saperlo e per certo così sino a oggi non è andata. Magari conteranno sempre meno, che la produzione americana comunque declina e anche gli *independents* con le due crisi hanno cominciato a concentrarsi diminuendo sensibilmente in numero assoluto; e i *royalty owners* comunque invecchiano, e di proprietà contadina e pensionata ce ne sarà sempre di meno; e magari la tecnica richiesta dal produrre futuro sarà a tale intensità di capitale da ridurre definitivamente anche l'*industry* americana, come è regola prevalente altrove nel mondo, a gioco per pochi.

Fino a oggi comunque ci sono, e uniti ai loro *stakeholders* fondiari sono stati tanti. Un blocco sociale, avrebbe detto un politico desueto. Una *constituency*, per dirla con la neutralità della parola dell'oggi. Che può farti vincere o perdere le elezioni in un po' di Stati. Oklahoma e Texas per certo, ma non marginalmente anche altrove. Ci tramandano che la politica americana sia serva del Big Oil. Però quando c'è stato conflitto tra grandi e piccoli, gli *independents* hanno vinto più spesso che perso. Il 1959 è stato il loro apogeo. Il Big Oil magari è lobby, *think tank*, e per come ce lo mal divulgano puranco corruzione. I piccoli sono voti. Il dubbio che il vero movente del proteggerli e incentivarli non sia stata e non sia la sicurezza nazionale è più che legittimo. Per certo, ricordarsi che esistono, e cercare di capire quanto influiscono, magari aiuta a capire meglio un pezzo di storia del petrolio; e anche dell'America.

Attualità. Il presidente Obama inasprisce la pressione fiscale sulla produzione petrolifera<sup>25</sup>, e Texas e Oklahoma annunciano ricorso alla Corte suprema contro l'inammissibile invadenza federale. La parola secessione, nei due Stati, pare non essere più blasfema; e anzi pronunciabile sinanco da un governatore<sup>26</sup>. A chiunque abbia memoria di *conservation* e *prorating* sembra giusto un *déjà vu*.

## Cartello. Majors

Achnacarry. Scozia. Castello. Fantasma. Che sarebbe poi il cartello. Il fantasma del cartello.

Forse la riunione più famosa della storia del petrolio. I grandi a convegno. Segreto, o quasi, che ufficialmente si è lì a pesca e caccia. I nomi che nell'*industry* sono diventati mito. Dieterding/Shell e Teagle/Standard-Exxon, anzitutto; ma anche Cadman/Bp, Mellon/Gulf, e Stewart/Standard of Indiana (che da grande diventerà Amoco). E non sono lì per il gallo cedrone, ma per spartirsi il mondo e i suoi mercati. È l'inizio vero del Big Oil, e l'anteprima delle «sette sorelle».

Ad Achnacarry sono scavate le fondamenta del nuovo ordine. Passerà alla storia come l'accordo «As Is»; che in pratica significa che ciascuno dei partecipanti si tiene la sua quota di mercato, e si impegna a non cercare di aumentarla a spese degli altri. Insomma ibernazione dei rapporti di forza correnti, e divieto di concorrenza. Per rendere misurabile il tutto, si concorda anche un metodo di fissazione del prezzo. I partecipanti venderanno a un prezzo pari al prezzo corrente per consegna nel Golfo del Messico, maggiorato del nolo per il trasporto dal Golfo del Messico alla destinazione finale<sup>27</sup>. Insomma *price-fixing* (seppur con riferimento a un prezzo apparentemente di mercato), e niente sconti. Infine, ci si impegna a un coordinamento della produzione. Che è un eufemismo per dire che si aumenta solo se cresce la domanda, e che ciascuno aumenta solo proporzionalmente alla quota di mercato ibernata dall'«As Is».

Detta così, sembra un campionario delle peggiori nefandezze che un legislatore antitrust sogna da sempre di mettere alla gogna. Formalmente è forse vero. Però a guardare i numeri e non la retorica, la congiura minaccia il mondo assai meno di quanto la *vulgata* non ci abbia tramandato.

Achnacarry è del 1928. La produzione mondiale si attesta quell'anno su una media di 3.624.977 barili/giorno, di cui 2.463.000 prodotti in America. Di questi, i signori di Achnacarry ne producono grosso modo il 20%. I quattro quinti della produzione americana non partecipano al cartello. Poi ci sono 1.200.000 barili prodotti fuori d'America. Anche questi, non è che siano rappresentati in Scozia per intero. Quasi tutto il Sudamerica è sicuramente in mani loro, e vale da solo 400.000 barili; e lo stesso per i 100.000 di Borneo e Indonesia. Però c'è altro che gli sfugge, Russia inclusa – che per quanto ancora lontana dal riprendersi i suoi 240.000 barili comunque li produce<sup>28</sup>. Sarà pure la riunione dei Signori del Petrolio; però tutti assieme valgono meno del 40% della produzione mondiale. Stanno regolando il mondo *al netto* dell'America<sup>29</sup>. È il mondo, rispetto all'America, nel 1928 è giusto il mercato secondario.

Così ridimensionato, Achnacarry diventa essenzialmente il luogo dove gli unici due contendenti sul mercato mondiale stipulano un patto di non ag-

gressione. Gli altri sono comparse. Stewart è un pezzo della vecchia Standard con interessi in Venezuela. Mellon sta preparando lo sbarco in Arabia, ma è essenzialmente il rappresentante/erede di una delle due grandi fortune petrolifere costruite a Spindletop. Cadman era accreditato di grande influenza<sup>30</sup>, ma doveva trattarsi giusto di fascino personale. La sua Bp/Apoc dissotterrava meno di 120.000 barili/giorno; e non è con quei numeri che ti sieda alla pari a spartire il mondo.

Standard/Exxon e Shell. Teagle e Dieterding. Achnacarry è storia loro. Shell tra Asia e Russia e poi Sudamerica è «nata» internazionale, ed è stata la prima. Standard/Exxon limitata in casa dal recinto dell'antitrust si è buttata all'estero non solo a commerciare ma anche direttamente a produrre<sup>31</sup>. Erano solo loro due a competere realmente nel «mondo». Era però un mondo della domanda. Non si era quasi ancora cominciato a produrre seriamente, e già si era oppressi dall'eccesso di produzione. E loro due erano gli unici a esportare e spalmare l'eccesso su scala mondiale. Si erano combattuti lampada per lampada e poi veicolo per veicolo dalla Francia all'India; con Shell che era arrivata a sbarcare direttamente sul mercato americano ed Exxon che le aveva negato fronte comune per resistere all'esproprio russo. Bisognava riuscire a intendersi, prima di farsi troppo male. Ci riescono, e forse ci guadagna Shell che si vede riconosciute tutte le (anche precarie) conquiste di mercato degli anni precedenti<sup>32</sup>. Con «As Is» ognuno si tiene i mercati che ha e non va a fertilizzare territori altrui. Con l'Accordo della linea rossa ci si è già garantiti che non ci si farà concorrenza nel cercare altro petrolio in terre nuove, che poi sarebbero la penisola arabica; e anche che si tiene sotto controllo e magari al ribasso la produzione dove c'è già, e cioè in Persia e in Iraq. Il mondo dovrebbe essere blindato.

E invece no. Perché non sono solo in due. Sono solo, anche aggiungendo Bp, il 40% scarso. E tra i quattro quinti di produzione americana esclusa da Achnacarry, ve ne è di gestita da operatori con margini sufficienti per farsi una propria politica di prezzi e anche per cominciare a guardare fuori d'America. Ad Achnacarry si riuniscono i più grandi; ma la differenza tra loro e chi non c'è non è tale da frapponere agli indipendenti che vogliono farsi grandi o anche solo competere una barriera d'ingresso insuperabile a chiunque. Difatti alcuni la superano. Quando poi arriva sul mercato Black Giant, tenere su i prezzi diventa impossibile. Si sono moltiplicati base produttiva e operatori. La quota di mercato dei «cartellisti» scende. Controllare il mercato è impossibile. «L'accordo di Achnacarry fu spazzato via e le compagnie petrolifere ricominciarono ad attaccarsi sui vari mercati»<sup>33</sup>. Tanto rumore per (quasi) nulla? Non è così semplice. Forse l'accordo è «formalmente» spazzato via. Però le esigenze che lo avevano fatto nascere restano. Il coordinamento o il cartello non sono negati giusto perché non sono in grado di controllare «tutto». C'è sempre una dialettica di competizione/collaborazione tra chi è «dentro» (il «grande») e chi è fuori e aspira a entrare nel club. E qui il club non è

quello del petrolio, ma quello diverso del petrolio fuori d'America. La barriera all'accesso non è insuperabile. Però è alta assai. Entrare in Arabia, o in Sudamerica, non è giusto fare un buco. È anni di negoziato e rapporto con il potere locale (adesso li chiamano *transaction costs*). Poi è logistica, e portarci tecnici e attrezzature. Alla fine se ti va bene è bonanza, e non giusto uno sputacchio in Oklahoma. Però lo sputacchio in Oklahoma fai in fretta a capire se c'è oppure no; e insomma è difficile che tu fallisca prima. Per capire se c'è bonanza nel deserto oppure no hai bisogno invece di tanti anni e di tanti soldi. Ha dovuto vendere persino D'Arcy, figurarsi se ci puoi provare tu, un piccolissimo. Hai bisogno di massa finanziaria tua (adesso la chiamano *equity*, magari congiunta a *credit standing*) per affacciarti al grande gioco e candidarti al club. È questa la barriera all'ingresso.

Un cartello è giusto regolazione volontaria, di regola non sanzionabile. È normale che qualcuno «sgarri», sia sui volumi che sui prezzi. Ma non basta questo a negare la tendenza al loro controllo. È la bellezza del sistema «fuori d'America». Necessariamente oligopolistico per i tempi e i costi di ingresso, ma non perciò a numero chiuso; e che già Frankel aveva definito un sistema di «*control cum competition*»<sup>34</sup>. In soldoni, se il 40% è meno di quanto serve a indirizzare la baracca non per questo bisogna rinunciarvi; ma solo selezionare nuovi soci e consentirne l'iscrizione al club. Se hai massa (finanziaria) l'esistenza di un cartello non è un ostacolo ma un incentivo. Puoi candidarti.

Comincia la curiosità d'Arabia. Il terreno di reclutamento è perfetto. I Signori di Achnacarry sono tagliati fuori. La linea rossa doveva servire a controllarsi; e invece serve ad autoescludersi. Gulf riesce a insediarsi, con Bp, nel pezzo rimasto fuori dalla linea rossa, e cioè il Kuwait. Chevron (ancora all'epoca Standard Oil of California) non ha praticamente corso per un posto in Sudamerica, e guarda alla nuova frontiera rimasta. Prenderà la grande concessione d'Arabia, e anche lei che non è proprio un piccolo indipendente dubiterà a lungo di avere capacità finanziaria sufficiente a sopravviverci. Il primo passo per prevenire la crisi sarà l'alleanza con Texaco, con cui spartirà la concessione su basi paritarie. Texaco è scelta soprattutto perché porta in dote una quota del mercato della distribuzione. La priorità è come sempre riuscire a garantirsi la possibilità di commercializzare la produzione; che vendere continua a essere più difficile che produrre.

Fotografia. Bp in Iran. Bp, Shell, Exxon e Mobil in Iraq e legati dalla linea rossa. Gulf e Bp in Kuwait. Chevron e Texaco in Arabia Saudita. Un inglese. Un quasi-inglese. Cinque americani. Di cui tre figli di Rockefeller (Exxon, Mobil e Chevron), e due di Spindletop (Gulf e Texaco). Il totale, al netto della partecipazione francese in Iraq, fa sette. Le «sette sorelle»<sup>35</sup>. D'Arabia. O, per non offendere gli iraniani, del Medio Oriente. Qualcuno c'era arrivato già ricco, e di beni americani e sudamericani. Ma *majors* e sette si consacrano qui e con gli sviluppi e le produzioni degli anni '50 e '60. È nato il nuovo club.

Adesso bisogna però garantirgli di poter funzionare. Fargli scansare regolazione e antitrust. Arriva la guerra, e con lei la politica. Il governo americano medita di comprarsi una partecipazione diretta in Arabia Saudita. Poi ci rinuncia. E qui, in qualche modo, si gioca il destino delle *majors* americane e del loro rapporto con la politica. Giusto o sbagliato che sia, l'America del 1945 ha comunque come obiettivo, tra gli altri, quello di controllare per quanto possibile le riserve petrolifere mondiali garantendosene l'accesso. La guerra fredda e il conflitto coreano non faranno in progresso di tempo che confermare l'obiettivo e anzi rafforzarne la priorità.

Tra Dipartimento di Stato e sorelle americane scoppia l'idillio. Ed è idillio che nasce, in qualche modo, dalla necessità di dividersi il lavoro. Il petrolio è in Medio Oriente; però anche Israele. Il petrolio lo si vuole e anzi abbisogna; e Israele lo si riconosce e difende. Difficile però pensare di riuscire a fare entrambe le cose usando la stessa faccia. Finisce che il governo la faccia ce la mette con Israele; e le sorelle, persino da vere ambasciatrici, con i governi arabi. Le *majors* diventano il tramite di un pezzo della politica energetica e della politica estera nazionale. L'alleanza con il regolatore le salva dalla regolazione; e manda per sempre in archivio sia l'ipotesi di nazionalizzarle che l'accordo anglo-americano. L'idillio si volge in simbiosi. È nata una vera e propria «*public-private partnership in oil*»<sup>36</sup>; e, verrebbe da dire, anche in politica.

Il caso iracheno è un esempio quasi paradigmatico di come partnership con la politica e controllo della produzione possano funzionare assieme. Per trovare posto nella concessione irachena negli anni '20 si erano quasi scannati. Il lascito della Prima guerra mondiale aveva fatto sì che il 25% finisse francese. Cfp, oggi Total. Anomalia, e quasi unica, nel panorama mondiale. L'Iraq si era poi trasformato in zona depressa. Non avevano neanche tagliato la produzione. Semplicemente non l'avevano mai cominciata. Dopo essersi dati tanto da fare per entrarci, non avevano fatto (quasi) niente per produrci. La crisi mondiale di sovrapproduzione la si era cominciata ad affrontare non producendo in Iraq<sup>37</sup>. Che Exxon, Mobil, Bp e Shell avessero scelto di tagliare con priorità dove non erano soli è pensiero che sembra avere un qualche appiglio nella realtà. Nel 1944 siamo a oltre 800.000 barili/giorno, giusto per fare un esempio, in Venezuela; e a poco più di 80.000 in Iraq. Magari qualcuno può ancora dubitare che ci fosse cartello; però è certo che i francesi non ne facevano parte. Qualcuno li ha chiamati ottava sorella<sup>38</sup>; ma se lo erano li trattavano giusto un po' peggio di Cenerentola.

Nel 1947 gli si spiega che il divieto di concorrenza all'interno della mitica linea rossa così come sancito dagli accordi iracheni non vale più. Exxon e Mobil devono impegnarsi direttamente in Arabia Saudita, che questo comandano le ragioni del cartello e del controllo. Il francese si ricorda che nel 1928 Exxon e Mobil erano entrati in Iraq sventolando il principio dell'*open door*. Se davvero vale per tutti, allora in Arabia ci vengo anch'io. Per un po' neanche gli rispondono. I francesi ci provano persino per vie legali. Gli ame-

ricani s'inventano la teoria della decadenza dell'accordo originario<sup>39</sup> e finalmente rispondono. La risposta è un monumento al *sense of humour*. Al di là delle considerazioni di più o meno stretto diritto, l'Amministrazione giudica che le limitazioni alla concorrenza contenute nell'accordo del 1928 (in pratica, la linea rossa) siano in quanto legittimanti pratiche limitative della concorrenza comunque incompatibili con la politica economica internazionale degli Stati Uniti. Come dire che le limitazioni alla concorrenza si fanno solo tra connazionali. La Francia capisce, si piega e si limita a chiedere che almeno in Iraq si provi a produrre un po' di più. La rassicurazione politica arriva, ma gli investimenti no. Per controllare il mercato della sovrapproduzione è utile tenere l'Iraq a stecchetto; il che sarà poi la causa principale del fatto che in Iraq comincino a nazionalizzare 10 anni prima che altrove<sup>40</sup>. Quanto alla Francia, le riconosceranno poi quasi a risarcimento un 6% verrebbe da dire di stima nel nuovo consorzio iraniano del 1956.

L'Arabia è americana. O, meglio, «American Arab». Nel 1947 nasce Aramco. Arabian American Oil Company: 30% Exxon, Chevron, e Texaco; e 10% Mobil. La capacità di raffinazione che poteva mancare ai due partner iniziali ce la mettono i nuovi arrivati. Solo che per arrivarci e coordinare se stessi e poi con Shell, Bp e Gulf il resto del Medio Oriente e infine i mercati del mondo si è andati, per pratiche che qualche cultore dello Sherman Act potrebbe definire anticoncorrenziali, anche tanto e al di là dello stesso cartello; e giusto per citarne una gli accordi di commercializzazione tra le sorelle sono spartizione dei mercati allo stato purissimo.

Insomma bisognerebbe parlare di concorrenza. C'è qualcuno, persino al Dipartimento di Stato, che ci crede davvero. Ma il desiderio di «*attain a higher level of private – sector competition was not consistent with the general direction of policy*»<sup>41</sup>. Il potere fondato sul barile postula la capacità di tenere sotto controllo l'economia petrolifera mondiale; di bilanciare perciò domanda e offerta e mantenere prezzi stabili e insieme remunerativi e ragionevoli per il consumatore. Delegare il compito ai privati implica che lo esercitino d'intesa, o se si preferisce di cartello. Le sette Grandi, insieme, e solo insieme, sono in grado di eseguire. Fuori da Stati Uniti, Messico e Paesi comunisti, controllano nel Dopoguerra il 90% delle riserve e il 90% della produzione; e in assoluto il 75% della capacità di raffinazione mondiale<sup>42</sup>. Bisogna lasciarle lavorare tranquille.

La Federal Trade Commission prova a disturbare. Trovare e reprimere le violazioni antitrust è istituzionalmente parte del suo mestiere. Lavora sodo a un report il cui titolo già ne narra la conclusione, *The International Petroleum Cartel*. Controllo della produzione e dei prezzi, contratti di compravendita di greggio, compartecipazioni nelle società locali. Tutto questo «*brings the seven International oil companies, controlling practically all of the Middle East oil resources, together into a mutual community of interests*»<sup>43</sup>. Il Dipartimento di Stato fibrilla. La pubblicazione rischia di far bollare le società petrolifere come malversatrici e

di danneggiare loro stesse e soprattutto gli Stati Uniti presso i Paesi medio-orientali. Però ci sono elezioni in arrivo. Il presidente Truman decide di autorizzare il Dipartimento della Giustizia ad avviare un'indagine federale. È l'Oil Cartel Case<sup>44</sup>. Poi le elezioni arrivano, vince Eisenhower e quasi per non lasciarlo in imbarazzo Truman prima dell'insediamento del successore corregge il tiro. Revoca l'autorizzazione all'azione penale e consente il proseguimento dell'azione esclusivamente in sede civile<sup>45</sup>. Eisenhower dovrà solo preoccuparsi di lasciarla naturalmente evaporare.

Giustificazioni? Una. Si chiama *national security*. Bisogna avere certezza degli approvvigionamenti, vincere in Corea e combattere la Guerra fredda. Senza lasciare in pace le *majors* non si può. C'è stato tra gli studiosi chi alla *national security* ha dato credito<sup>46</sup>, e chi l'ha ritenuta giusto un'abusata scusa a difesa del Big Oil<sup>47</sup>. È un fatto che la *national security* finisce per aiutare gli indipendenti contro le *majors*, e a turno le *majors* contro la Federal Trade Commission e i rigori dell'antitrust. Domestico o internazionale, il petrolio è sicurezza nazionale.

Per servizi resi, alle sorelle è concesso di tenere lontano l'antitrust<sup>48</sup>. Lo straniero è emarginato e l'immunità dalla legislazione interna è, se non proclamata, per certo assicurata nei fatti. Le sorelle dovrebbero potere regnare sovrane. E invece no. Perché c'è lo stesso problema di Achnacarry. La barriera all'ingresso è alta, ma non stagna. È sempre «*control cum competition*», e chi preme per entrare erode il potere e i margini di chi è già iscritto al club.

La *competition* che preme, inoltre, non è concorrenza per il mercato finale. È, nonostante la condizione quasi strutturale di sovraccapacità produttiva, concorrenza per l'accesso alla materia prima. Il che si spiega, negli anni '50 come poi negli anni 2000, con la sempre maggiore difficoltà a rimpiazzare riserve nelle aree tradizionali. Sono 100 anni che in America si cerca petrolio sempre più intensivamente; ed è fisiologico che la possibilità di una scoperta consistente sia assai più alta in aree di provato potenziale ma ancora relativamente vergini. Magari c'è sovraccapacità; però il cartello garantisce margine e c'è in gioco la garanzia del futuro.

La concorrenza per l'accesso è una *midstream competition*. All'inizio del ciclo c'è il proprietario delle riserve, e dunque uno Stato nelle vesti del monopolista nazionale. Alla fine, sia la fine una pompa di benzina o un interruttore elettrico, c'è il consumatore; e dunque il *public at large*. Il monopolista sta seduto su una risorsa limitata; nel senso che quella che c'è c'è e anche che se non la trovi non puoi produrtela serialmente da solo. L'unico modo che hai per accedere consiste di regola nell'offrire al monopolista più di quanto non ricavi da chi c'è già. Insomma per entrare nel club devi fargli «concorrenza». Non si compete, anche aspramente, per conquistarsi una quota di libero mercato; ma per garantirsi una quota del club che verrà<sup>49</sup>.

È il modello cui indipendenti e comunque nuovi entranti si sono attenuti nei loro tentativi di trasformarsi in *majors*. Gli *intruders*<sup>50</sup> giocano al rialzo. Nel

1947, nella c.d. «zona neutra» tra Kuwait e Arabia Saudita l'Amministrazione americana per mediare preventivamente il conflitto tra *majors* e indipendenti «riserva» la parte dell'area sotto controllo del Kuwait a un consorzio formato da questi ultimi, Aminoil (American Independent Oil Company). Sull'altro pezzo di zona neutra plana Getty, che tecnicamente è un indipendente pure lui. Le *royalties* riconosciute anteguerra al Paese ospite si aggiravano sui 15-16 centesimi/barile. Nel Dopoguerra, Aramco aveva appena chiuso a 33 e Aminoil a 35. Getty chiude con i sauditi garantendo una *royalty* di 55 centesimi/barile<sup>51</sup>. L'ultimo arrivato fissa il nuovo standard.

E così a seguire. Mattei e la sua Eni sono esclusi dal consorzio iraniano e rifiutati anche altrove nel club. La regola di spartizione dei profitti tra Stato e compagnie è 50/50. Mattei nel 1957 offre allo scia 75/25; e nell'ottobre dello stesso anno i giapponesi abbattano a loro volta il 50/50 in Arabia Saudita e Kuwait. Nel 1970 le compagnie petrolifere sembrano decise a resistere alla pressione libica per una profonda revisione degli accordi in essere. È un indipendente, Armond Hammer, a rompere il fronte; la sua Occidental concede ai libici un aumento del 20% di *royalty* e tasse a cui gli altri operatori saranno costretti ad accodarsi. La concorrenza per l'accesso aumenta i ricavi a monte, e per quanto può cerca di scaricare l'aumento sui prezzi a valle. Ogni volta che la concorrenza si fa significativa, lo sceicco può aumentare l'incasso e la signora Gina rischia di pagare di più la benzina. Quasi (?) preferiva che le lasciassero tranquillo il cartello, che con lo sceicco ci sapeva forse trattare meglio.

Gli anni '50 e '60 sono anni di marginale erosione dell'onnipotenza e dei margini delle sorelle. Sotto la spinta degli indipendenti che chiedono accesso; ma soprattutto sotto quella degli Stati ospiti che chiedono costantemente un riequilibrio a loro favore della distribuzione dei ricavi petroliferi. Le *majors*, però, sostanzialmente tengono. Quelli degli indipendenti sono poco più che colpi di spillo; e le richieste degli Stati possono venire in buona parte riassorbite anche grazie agli accordi sulla doppia imposizione fiscale, che immunizzano o quasi le società petrolifere dall'effetto dell'aumento della tassazione locale. I consumi crescono quasi esponenzialmente; e il prezzo sostanzialmente stabile per tutto il ventennio addirittura scende in termini reali. Il cartello garantisce l'abbondanza a prezzi (più che) ragionevoli. Garantisce il carburante al più formidabile periodo di crescita dell'Occidente. Missione compiuta. Poi però è nazionalizzazione; e le sorelle ne usciranno irricognoscibili.

## Mercato. Ioc's

L'embargo del 1973 rimette le sorelle sotto accusa<sup>52</sup>. Forse non hanno fatto il loro dovere, e magari ci hanno pure guadagnato. Si spezza l'equilibrio che erano chiamate a garantire; e loro diventano bersaglio. Il Permanent Subcommittee on Investigations del Senato decide di occuparsi di loro; e per il

senatore Jackson, che ne è presidente, l'occasione mediatica è imperdibile<sup>53</sup>. L'opinione pubblica è presa da una delle periodiche onde di disgusto nei confronti del Big Oil. La Ftc, cadute almeno in apparenza le ragioni dell'immunità, non può esimersi dall'avviare una nuova azione antitrust. Sarà comunque uno scontro tra ineguali; ed evaporerà anche questa<sup>54</sup>.

L'ondata si smorza e poi defluisce. Però le nazionalizzazioni restano. Prima si controllavano per intero le riserve del Medio Oriente. E nel giro di pochi anni neanche più un barile. Non si può certo più pretendere di gestire i prezzi. Se qualcuno ci dovesse provare non potrebbe ormai che essere l'Opec. Che difatti maldestramente ci prova. L'andamento dei prezzi era stato per anni una bella linea stabile; e adesso diventa il grafico di una montagna russa. Il che dovrebbe far giustizia dell'idea stessa che riesca a controllarlo.

Nel 1973 comincia un nuovo mondo. Cui le società petrolifere tentano di adattarsi per mutazioni successive. Nei primi anni c'è cassa, quasi per inerzia dal passato, e il tema è come diversificare. C'è la diversificazione virtuosa delle aree di ricerca e produzione, che porterà a maturazione definitiva il Mare del Nord e allargherà i confini della produzione mondiale. E c'è quella più fantasiosa, con investimenti che andranno dalla grande distribuzione<sup>55</sup> al cibo per animali<sup>56</sup>. Franati poi i prezzi, negli anni '90 partirà la tendenza alla concentrazione, che con soddisfazione di Rockefeller rimetterà assieme Exxon e Mobil, e Chevron e Texaco, e CoNoco e Phillips, e la triade franco-belga Total Fina Elf. Le unioni mettono assieme masse critiche che dovrebbero consentire di affrontare progetti straordinari per costo e per durata; salvo poi avere a volte qualche problema a identificarli, i progetti straordinari. Le unioni, anche, avrebbero dovuto essere fattori di efficienza. Non è stato così sempre, o almeno non da subito, tra i costi comunque associati a un matrimonio di culture aziendali diverse e le difficoltà di *governance* che accompagnano di regola gli inizi del matrimonio. Per certo poi le unioni non sono servite e non possono servire a restaurare controllo. Non ci riesce l'Opec con più del 45% della produzione; figurarsi se ci possono anche solo provare le eredi delle sorelle adesso che tutte assieme stanno al massimo al 13.

Volatilità del prezzo e marginalità (o quasi) delle vecchie *majors*. Che ora non esistono praticamente più nemmeno come significante. Nel cambiare identità, cambiano anche nome. Ioc. International Oil Companies. Che per lo svaporare del cartello riescono anche e meglio a moltiplicarsi. Non c'è più un problema di accesso al club, semplicemente perché hanno chiuso il club. Lo sbarramento all'accesso è puramente tecnico-finanziario; che non è poco, ma è affrontabile da molti. *Competition senza control*; e così può capitare che per un titolo minerario messo in gara in qualche parte del mondo si confrontino le offerte delle già sorelle e di tanti non illustri piccoli sconosciuti.

Una Ioc è insomma animale diverso da una sorella, persino quando (come ExxonMobil adesso) per dimensioni sembrerebbe evocarla<sup>57</sup>. Sono poi

cambiati, e radicalmente, il modello organizzativo; l'orientamento al valore; e la funzione politico-nazionale.

Il modello organizzativo. C'era una volta la società petrolifera integrata. Che voleva dire ferrea pianificazione e controllo centrali, e perciò gestione unitaria dell'intero ciclo, dalla produzione via trasporto e raffinazione alla vendita al consumatore finale. Il petrolio che usciva dal pozzo Exxon era destinato (in prevalenza) a essere venduto come prodotto (benzina o altro) mercato Exxon. Il che contribuiva a dare un connotato politico-nazionale all'assetto dei diritti petroliferi. Il greggio che entrava in pozzo nel tubino<sup>58</sup> Exxon, in qualunque Paese fosse, era comunque percepito come greggio «americano»; e così reciprocamente per gli altri produttori a seconda della propria nazionalità.

La nazionalizzazione dei tubini in Medio Oriente e altrove fa sì che buona parte del petrolio che serve a Occidente, anziché essere «tuo» alla produzione<sup>59</sup>, te lo devi andare a comprare. E può darsi che capiti, e per tante ragioni (logistica, caratteristiche tecniche della raffinazione, disponibilità temporale, ecc.), che comprando altrove anziché usare quel che resta tuo e vendendo quest'ultimo anziché usarlo direttamente ci guadagni di più. Che le petroliere, che una volta erano per oltre il 50% di proprietà delle società petrolifere, adesso le si lasci agli armatori di professione, che avercele solo a nolo dovrebbe rendere il sistema più flessibile. Che piacerebbe fare lo stesso con altre infrastrutture. Che insomma a metà degli anni '80 si cominci e pesantemente a praticare la «deintegrazione» (verticale)<sup>60</sup>. Ogni fase del ciclo è padrona di sé e responsabile del proprio risultato di fase; e progressivamente libera di approvvigionarsi dentro o fuori dal «gruppo» di appartenenza sulla base di considerazioni di mercato<sup>61</sup>.

Una delle tante anomalie della tassazione petrolifera inglese degli anni '80, rendendo assai più conveniente dal punto di vista fiscale il trasferimento a terzi rispetto alla raffinazione in proprio<sup>62</sup>, accelera il processo. Ma è giusto una spinta, che il cambiamento è nelle cose; e favorisce la costituzione e ove già esistente lo sviluppo di funzioni di *trading* con il compito di ottimizzare non il flusso fisico degli approvvigionamenti, ma il risultato economico delle compravendite da e a terzi. La Shell fu la prima tra le vecchie sorelle a liberare verso la metà degli anni '80 la propria raffinazione dall'obbligo di approvvigionarsi con priorità di greggio prodotto dal Gruppo; e la funzione di *trading* che se ne sviluppò già 10 anni dopo (1994) acquistava da terzi il 65% del greggio necessario al sistema e vendeva a terzi il 45% del greggio prodotto dal Gruppo<sup>63</sup>. Si rompe, e permanentemente, il legame tra gestione della produzione e destinazione per il consumo.

L'orientamento al valore. Nella seconda metà degli anni '80 scendono assieme i prezzi del petrolio e le opportunità di trovarne; o quantomeno di trovarne a costi compatibili con quello che viene giudicato essere il nuovo trend di prezzo<sup>64</sup>. Non si osa rischiare, né investire. La priorità scivola, e veloce-

mente, dalla crescita industriale alla crescita *unitaria* del valore azionario. Si comincia ad acquistare se stessi anziché investire. È la logica dello *shareholders value*. E in realtà praticata così è parente stretta di un'autoliquidazione a prezzi di favore (per gli azionisti). Le stesse grandi ristrutturazioni aziendali, in cui la gara è al taglio dei costi, sembrano in alcuni casi più un rito di propiziazione del «mercato» (che poi sarebbe un esercito di analisti contrattualmente vincolati a una visione trimestrale del mondo) che un reale tentativo di guadagnare efficienza; anche perché finiscono giusto per colpire con priorità il finanziamento dell'attività esplorativa e dunque della ricerca di nuovi giacimenti, e per tagliare più o meno discriminatamente teste in un settore nel quale massima è l'intensità del capitale e tutt'altro che immediata la possibilità di rimpiazzo di personale tecnico qualificato<sup>65</sup>. Alla «deintegrazione» si aggiunge l'*outsourcing*. La dislocazione cioè fuori dall'azienda e l'acquisto come «servizio» di tutte le funzioni e professionalità non intimamente connesse al «*core business*». Con qualche difficoltà, a volte, a definirlo, il *core business*. Tanto che qualcuno rischia di esagerare e di trasformare un operatore petrolifero in una società di finanza e relazioni, che operativamente si autolimita a essere cliente di lavoro altrui<sup>66</sup>.

È iniziato «un processo che durerà molti anni e trasformerà il Dna dell'industria petrolifera in senso finanziario»<sup>67</sup>. Il problema è che sta durando ancora, sopravvivendo ad anni (dal 2002 in poi) in cui il prezzo in risalita avrebbe suggerito la ciclicità dell'investire. I numeri di ExxonMobil sono nitidissimi. Perforava più di 60 pozzi esplorativi all'anno ancora nel 2000; 19 nel 2007. I suoi reinvestimenti dal 2004 al 2007 si sono mantenuti tra il 25 e il 30% del margine operativo. Nel 2006 ha distribuito ai suoi azionisti, tra dividendi e acquisto di azioni proprie, poco meno di 35 miliardi di dollari; e ne ha investiti tra sviluppo ed esplorazione meno di 15<sup>68</sup>. Se continua ad acquistare azioni proprie al ritmo degli ultimi anni, in una quindicina d'anni ancora le riuscirà di cancellarsi dal listino<sup>69</sup>. Uno psichiatra parlerebbe forse di un normalissimo caso di rifiuto della crescita. Poi forse Exxon userà questa recessione per fare un'acquisizione che stupirà il mondo; ma la crescita per acquisizioni non aumenta comunque la base produttiva.

Piccole Ioc's. Una quota di mercato limitata rispetto ai nuovi campioni nazionali. Una quota di mercato che non sembra destinata ad aumentare, e anzi si ritrarrà ancora di più se persiste la priorità «*shareholder value*» come l'hanno storicamente praticata. Forse il petrolio non è diventato una materia prima come un'altra<sup>70</sup>; ma le società petrolifere sono diventate società come le altre. Di fascino per carità incomparabile; ma di funzione non diversa da quella di una grande società di costruzione, e consimili. La produzione mondiale di petrolio nel 2007 è stata di poco superiore agli 81 milioni di barili/giorno. La più grande tra le sorelle sopravvissute, ExxonMobil, ne ha prodotti poco più di 2,5. Anche ad aggiungerci ChevronTexaco e CoNocoPhillips, la produzione delle «grandi» americane non arriva al 7% di quella mon-

diale. Oltre a non stabilizzare alcunché, e anche a supporre che giostrino di comune accordo (e non è vero) non si fa politica estera con il 7%<sup>71</sup>. E americani o no, non si fa sicurezza degli approvvigionamenti dopo la deintegrazione, vendendo a terzi la maggior parte di quel che si produce e comprando da terzi la maggior parte di quel che si vende. Poi magari diplomazie e media ne parlano come se gli anni '80 non fossero ancora iniziati. Ma da parte loro è giusto riflesso di conservazione (di se stessi) e di commercializzazione, che il ragionarne ancora in termini di politica estera e di sicurezza nazionale emoziona e vende di più.

Poi è vero che grandi contratti attirano grandi parate, e grandi inquadrate di governi. Però non è più vero, e da tempo, che un contratto dato a Exxon, o a Bp, o a Eni, o a Total garantisca l'importazione di petrolio al Paese della società che firma. Giusto gli promette (e anche se non glielo garantisce già non è poco) l'esportazione di indotto. Il petrolio che sarà prodotto, nel modello degli ultimi 20 anni e oltre, percola per mercati e fasi di ciclo. La provenienza della molecola che finisce nel serbatoio dell'utilitaria della signora Gina è ignota e casuale. La Ioc vende nel o all'uscita del Paese in cui produce. La mano destra non sa quel che fa la mano sinistra. Il produttore Ioc non sa quel che fa il raffinatore (della stessa) Ioc.

Però nell'esplorare e produrre ha bisogno di impegnare proprio management, e tecnica, e forza lavoro. E ha bisogno di ausiliari e contrattisti. Dalla perforazione al cibo, o meno prosaicamente al *catering*. Insomma non porta a casa (nazionalmente parlando) petrolio; ma conoscenza (che sviluppa sul campo, ed è condizione per continuare a operare in futuro), occupazione (magari limitata nel numero, ma di alto profilo tecnico e manageriale) e magari fatturato per altre imprese nazionali. L'Eni, giusto per fare un esempio nostrano, ha firmato con altri partner nel novembre del 1997 due contratti per lo sviluppo e la produzione di due grandi giacimenti Kazaki. Karachaganak e Kashagan. I partner includono le più grandi Ioc's<sup>72</sup>. Eni è operatore<sup>73</sup> a Karachaganak (con British Gas); e (lo è stata) a Kashagan. Il contratto più importante per lo sviluppo di Karachaganak se lo aggiudica (in *joint venture* con un partner) Saipem, che è italiana e partecipata dall'Eni; e quello per l'assunzione del ruolo di *general contractor* per lo sviluppo di Kashagan se lo aggiudica pure Saipem<sup>74</sup>. Entrambi dopo gare internazionali istruite e aggiudicate da organismi in cui sono rappresentate tutte le società petrolifere partecipanti del progetto<sup>75</sup>.

Forse è coincidenza, però sembrerebbe che dall'esserci un qualche vantaggio competitivo per il proprio lavoro nazionale scaturisca comunque. Con le imprese di costruzioni c'è meno raffinatezza e complessità; però in termini di bilancia dei pagamenti il risultato non è nazionalmente troppo diseguale.

Quota modesta sul versante della produzione. Fine della rappresentanza politica degli interessi del proprio Paese. Avanguardie dell'indotto. Sono pezzi del nuovo paradigma intorno a cui si modellano le Ioc's contemporanee.

Con giusto una certezza. L'incapacità di neanche controllare, ma anche solo influire sull'offerta e sui prezzi. Adesso navigano in mare aperto. Per loro adesso è mercato.

### Monopolio. Noc's

Intanto sono cresciute e si sono moltiplicate loro. Le National Oil Companies. Altra categoria dello spirito di peraltro difficile definizione. «*National*» allude a un controllo statale. Insomma a una società controllata e capitalizzata da uno Stato per il perseguimento di un qualche interesse pubblico. Che significherebbe che, anche se il «controllo» gestionale era stato lasciato agli azionisti privati, la prima grande Noc è stata Bp, seppure ancora *sub nomine* Anglo Persian Oil Company. Poi, è vero, ci sono state tra le due guerre un po' di Noc's sudamericane, e precipuamente Pemex in Messico, che sembrano riavvicinare la definizione alla sua percezione moderna. Però le prime Noc's che nel Secondo dopoguerra si guadagnano un ruolo sono quelle che sgomitano per entrare o avere un ruolo nel club dei *possidentes* anglosassoni, e dunque cronologicamente l'Eni di Mattei, poi i giapponesi, e poi gli altri a seguire. Le prime Noc's che reclamano un posto a tavola sul palcoscenico del mondo sono Noc's importatrici, e non produttrici. Nascono reclamando accesso e controllo, e in questo devono farsi spazio tra le *majors* d'epoca come un qualsiasi indipendente; ma a differenza loro sono portatrici dirette ed esplicite di un interesse «pubblico» e nazionale<sup>76</sup>. Sono in definitiva gli agenti approvvigionatori di quelli che non ce l'hanno, in un mondo dove anche fuori d'America il petrolio non serve solo a non perdere le guerre ma è ormai carburante della quotidianità.

Cambiano i tempi, e i modelli. Pubblicistica e letteratura odierne citano ormai società come Eni o Total, almeno di regola, nella colonna delle Ioc's. Adesso anche in casi in cui permane come per Eni una partecipazione di controllo dello Stato-azionista, la metamorfosi è data per compiuta. Più che della più o meno compiuta privatizzazione, la riclassificazione è forse figlia della deintegrazione. Rotto il nesso tra produzione e localizzazione del consumo, a fini nazionali non si accede e non si controlla. Si compra e basta, e per il resto si è giusto privatamente e a-nazionalmente impresa.

La parola Noc la si riserva oggi e in base a una qualche convenzione non scritta alle società «nazionali» dei produttori/esportatori. Insieme valevano nel 2007 il 51% della produzione e il 71% delle riserve<sup>77</sup>. Però anche assieme riunivano realtà non poco disparate e disomogenee. Casi di società i cui modelli gestionali e comportamentali, per esempio, le rendono pressoché indistinguibili da una Ioc, com'è nelle situazioni in cui alla grande capacità tecnica si accoppiano esperienza internazionale (e quindi la partecipazione a investimenti fuori del Paese di origine) e una gestione finanziaria relativamente autonoma dall'intervento statale (com'è allorquando lo Stato trae risorse

dalla Noc solo in quanto percettore di dividendi, e il capitale della Noc può essere aperto alla partecipazione di privati e alla quotazione borsistica). Tipici esempi sono Statoil in Norvegia e Petrobras in Brasile<sup>78</sup>, che anzi gestiscono e sviluppano entrambe (tra l'altro) tecnologie particolarmente avanzate nell'ambito delle operazioni in acque profonde e operano di regola sia in patria che all'estero in *joint venture* con Ioc's. All'estremo opposto ci si può mettere, forse ingenerosamente, Pemex, cui è attribuito il monopolio delle operazioni petrolifere in Messico con esclusione di qualunque possibilità di partecipazione delle Ioc's e che, all'opposto di Statoil, continua nonostante le ristrutturazioni degli anni '90 a non trovare accrediti in punto di efficienza<sup>79</sup>. Da qualche parte tra i due stanno le Noc's dei Paesi Opec; a loro volta alcune rigorosamente monopoliste sul modello Pemex (essenzialmente Saudi Aramco e la kuwaitiana Kuwait Petroleum Corporation, Kpc), e altre aperte alla collaborazione con l'investimento straniero (se pur con forme, modalità e condizioni tra loro diverse); alcune a volte rigorosamente «autolimitate» nel loro agire al Paese di origine, e altre alla ricerca di opportunità di espansione e investimento all'estero (tra tutte, l'algerina Sonatrach) quasi fossero delle Ioc's qualsiasi. Insomma Noc è giusto un'etichetta; e cercare di costruirne una categoria è se non fuorviante per certo inutile.

Però almeno quelle Opec (e Pemex) qualcosa le accomuna. Di solito lo si chiama nazionalismo delle risorse («*resource nationalism*»)<sup>80</sup>. Fondamentalmente, è il rivendicare non tanto il diritto ai frutti delle proprie risorse naturali, quanto la sovranità diretta sulla loro gestione e perciò su tempi e modi della loro produzione e consumo. Decido io Stato sovrano dell'intensità con cui il petrolio lo si cerca; e dopo averlo trovato dell'intensità con cui lo si produce. L'esercizio della sovranità non è giusto volontà. Necessita anche di sapere, e competenza.

Se il problema fosse solo di cassa, e magari di breve, delle Noc's non ci sarebbe in fondo bisogno. Le si descrive spesso come le percettrici degli introiti dello Stato *rentier*. Ma per far questo basterebbe un'Amministrazione finanziaria, e non ci sarebbe bisogno di cercare di penetrare i misteri del giacimento. Non c'è bisogno di padroneggiare la dinamica dei fluidi e il *reservoir engineering* per misurare la produzione fisica e tassarla di conseguenza. Una Noc è una società petrolifera, e non un esattore fiscale. Il bisogno e l'interesse nazionale che presidia non è solo, o almeno non è immediatamente finanziario.

C'è certo un elemento di nazionalismo *tout-court*, di orgoglio di gestione propria in luogo di colonialismi reali o percepiti tali (che fa lo stesso)<sup>81</sup>. Però c'è anche altro e di più. Nell'America degli anni '30 l'avrebbero chiamato *conservation*. Là era un modo per gestire la sovrapproduzione; qui è anche una tecnica di differimento della produzione nel tempo come valore in sé. Avere capacità di gestire il giacimento nel limite dei fabbisogni del sistema-Stato; e conservare l'opzione di tenerne tirato il freno a futura memoria. Insomma es-

sere liberi di usare un tasso di sconto diverso da quello implicito nella logica del tutto e subito. Per fare questo non basta l'Amministrazione di governo. Ci vogliono, appunto, tecnica e sapere. Ci vuole una Noc.

Poi l'opzione puoi anche non usarla, e decidere di tirare la produzione a tutta. Gli interessi dei Paesi Opec sono lontani dall'essere omogenei e allineati<sup>82</sup>. Il che significa che non puoi obbligarli a usare tutti lo stesso tasso di sconto e le stesse strategie di produzione<sup>83</sup>. Però anche per tirare a tutta bisogna essere pratici, e dunque capaci. Lo Stato può decidere di accelerare o rallentare; ma perché la decisione non sia giusto parola bisogna che chi è chiamato a eseguirla sappia far funzionare la macchina. Essere padroni del proprio giacimento è condizione per poterlo essere anche del proprio tasso di sconto.

Ne sono capaci le Noc's? Sembra diffusa la percezione di una loro inadeguatezza, quando non proprio incompetenza tecnica. Non si possono mettere tutte le Noc's sullo stesso piano; però si può generalmente dire che la percezione è un'esagerazione grossolana, quando non proprio una sciocchezza. Ciascuna Noc ha sviluppato punti di forza tecnici e competenze che in alcuni settori sono sicuramente a livello di eccellenza<sup>84</sup>. Spesso, e anzi di regola, si trovano alle prese con giacimenti più antichi che maturi, di cui devono cercare di migliorare il fattore di recupero; che è poi uno dei temi più sfidanti (come si dice adesso...) tra quelli su cui si misurano le cugine Ioc. Saudi Aramco ha fatto della competenza tecnica la propria bandiera; in questo anche agevolata dal fatto che è l'unica Noc a non essersi separata traumaticamente dalle sorelle. Il management americano è rimasto sul posto per un lungo periodo di transizione; e la transizione amichevole ha garantito il trasferimento dei saperi. Uno dei recenti libri di successo sulla inevitabile fine del petrolio inizia corroborando la propria previsione con uno sguardo su Ghawar, che è il più grande giacimento del mondo. L'autore constata che il *watercut* (la quantità d'acqua prodotta insieme al petrolio) ha superato il 30%, trovando il dato «ammesso che fosse vero [...] sorprendente». E che addirittura «devono iniettare l'acqua nel bacino per far uscire il petrolio»<sup>85</sup>. Insomma è stato superato il picco; e il declino sarà rapido e ormai inarrestabile. Ho lavorato per qualche anno in un Paese dove il *watercut*, su base nazionale, già nel 1990 era superiore al 75%; e dove per tentare di massimizzare il recupero praticavano spesso la consuetudine già sovietica di cominciare a iniettare acqua in giacimento (bacino?) ben prima che cominciasse a invecchiare<sup>86</sup>. Sono passati 20 anni, e la Russia è ancora il secondo produttore mondiale di petrolio. Che poi a Ghawar dopo quasi 50 anni di produzione il *watercut* sia *solo* nell'ordine del 30%, a me testimonia solo del fatto che a Saudi Aramco sanno trattare bene i propri giacimenti. Questione di punti di vista.

La realtà è che la percezione scambia competenza, che c'è, con efficienza di processo e decisionale, che è invece in vario grado compromessa dal livello di interferenza dell'apparato statale nei meccanismi societari. Anche qui, il

fenomeno è tutto meno che omogeneo e l'analisi andrebbe fatta Noc per Noc. Quel che vale in generale è che le Noc's sono di regola esecutrici di una politica, e non sue creatrici. Il tasso di sconto lo decide il governo; così come l'apertura a eventuali investimenti stranieri e i suoi limiti; così come la quota del margine operativo annuale resa disponibile per il reinvestimento nel settore anziché per le generali esigenze statali. Poi c'è chi gode di totale indipendenza tecnico-operativa (e Saudi Aramco se ne vanta probabilmente con ragione) e chi invece deve mediare con clientele anche nella gestione operativa e organizzativa quotidiana (e Kpc è tra gli altri un esempio spesso citato<sup>87</sup>).

La maggior parte delle Noc's è in qualche modo monopolista a casa sua. Ma il monopolio le è stato dato come strumento anzitutto di governo, e non di accumulazione di ricchezza; che per quest'ultima di Noc's non c'era bisogno. Sono strumento di governo (anche) in senso alto e nobile; e devono perciò svilupparsi soprattutto come centro di competenza. Che vendano direttamente la produzione e ne introitino i ricavi, oppure che queste funzioni siano in tutto o in parte delegate ad altri è giusto una modalità organizzativa. Loro di mestiere sono anzitutto le custodi dei giacimenti, e perciò della ricchezza del Paese; e il modo migliore di produrli è l'interrogativo intorno al quale si sviluppa il loro sapere. Il tasso di sconto di una Ioc è quello «consigliato» dai mercati finanziari. Il tasso di sconto di una Noc «monopolista» lo fa il governo<sup>88</sup>; e i governi vanno obbediti anche quando cambiano idea. *Resource nationalism*, per una Noc, è giusto sinonimo di *reservoir nationalism*<sup>89</sup>.

### Collaborazione. Noc's e Ioc's

Quando c'erano giusto le sorelle si parlava dritto con i governi. Il rapporto era la trasposizione di una concessione amministrativa di *civil law*. Loro ti davano una concessione, e tu rendevi direttamente conto a loro. Di solito si elargiva una qualche regalia al momento in cui la concessione veniva emanata; e poi una *royalty* sulla produzione se e quando ci si andava, e in progresso di tempo persino una qualche tassazione sui profitti.

Negli anni '70 si cambia. La controparte non è più di regola il governo; ma sempre più Noc's. La tendenza è a che la Ioc, laddove le è ancora concesso di investire, si prenda la Noc non solo come controparte, come cioè gestore amministrativo e controllore per conto del governo; ma anche come partner, associandola direttamente all'attività petrolifera. Ancora una volta non è giusto per spartire profitti, che a quello basterebbe la tassazione. È essenzialmente da un lato garanzia della condivisione del *know-how* della Ioc; e dall'altra condivisione della gestione e perciò anche promozione e protezione del «contenuto locale»<sup>90</sup> dell'indotto.

Il modello di regolazione dei rapporti che più si è diffuso in sostituzione della concessione, e particolarmente nei Paesi in via di sviluppo, è passato alla storia con il nome di *production sharing*<sup>91</sup>. Il nome fa in realtà riferimento so-

lo alla struttura del regolamento economico. La produzione futura si divide in due sottospecie. *Cost oil* e *profit oil*. Il *cost oil* è la quota della produzione riservata con priorità al rimborso degli investimenti e dei costi della Ioc; e valorizzata a questo fine a prezzo di mercato. *Profit oil* è tutta la produzione in eccesso a tale quota; e poi tutta la produzione eccedente l'ammontare rimborsabile alla Ioc. Fatta 100 la produzione, 40 il *cost oil*, 70-30 l'accordo di spartizione del *profit*, e 5 i costi operativi (al netto degli investimenti) della Ioc, al primo anno la Ioc incamera 58 barili ogni 100 prodotti (40 più il 30% dei 60 residui); e ad ammortamento completato 33,5 su 100 (5 a titolo di rimborso dei costi operativi più il solito 30% della rimanenza)<sup>92</sup>. Lo schema contiene anche se non uno stimolo all'inefficienza quantomeno un suo perdono; nel senso che i «costi» della Ioc sono comunque riconosciuti a piè di lista, con l'implicazione per cui più si spende e più barili si vincono<sup>93</sup>.

Questa la forma più diffusa di rapporto. La sostanza è quello che poi ci percola un po' alla volta dentro. Il *production sharing* è sempre stato vissuto dalle Ioc's come uno strumento di stabilizzazione normativa e fiscale; insomma un modo per sottrarre attraverso lo strumento contrattuale al Produttore la possibilità di cambiare le regole a partita in corso. La limitazione per contratto della sovranità legislativa (perché è di questo che si sta parlando)<sup>94</sup> e i limiti e le forme della sua ammissibilità sono state abbondante alimento per giuristi; ma l'idea, nella pratica, non ha (quasi) mai funzionato. Un contratto dura in media una ventina d'anni, e spesso è rinnovabile per altrettanti. L'equilibrio tra le parti, come lo chiamerebbero i giuristi, lo si trova trattando sulla base di uno scenario temporalmente condiviso; e chiunque dia un'occhiata all'andamento dei prezzi del petrolio dal 1972 in poi si convince a vista che qualunque scenario si sia da allora condiviso era certo sbagliato. Ogni tanto si sente parlare di Stati produttori che pretenderebbero di cambiare unilateralmente le regole sante di un contratto in essere. Negli ultimi due anni molto rumore in questo senso è stato fatto, per esempio, per le pressioni kazake<sup>95</sup> (poi coronate da successo) per un rinegoziato dell'accordo di Kashagan. Kashagan peraltro fu firmato nel 1997, e trattato sulla base di uno scenario prezzi inferiore ai 18 dollari (costanti)/barile<sup>96</sup>; che quando il prezzo poi sfonda i 100 qualcuno ne voglia riparlare non dovrebbe perciò risultare troppo stupefacente. Anche perché, senza pubblicità, è capitato che funzionasse anche a parti rovesciate. L'Eni prese un contratto in Libia nel round Epsa '74<sup>97</sup>. Il 1974 non era il miglior *vintage* per il petrolio. Veniva dopo il '73, con tutti convinti dell'imminenza del disastro e la certezza che i prezzi avrebbero attraversato la troposfera. Gli *economics* del contratto erano modellati di conseguenza. Era sotto molti aspetti un bellissimo contratto, e l'ultimo forse che si sia fatto dove il margine della Ioc non fosse assoggettato a erosione progressiva in funzione del crescere del prezzo. No *cost*, no *profit*. Una percentuale fissa dei barili comunque prodotti andava *tax free* alla Ioc, e che ci si soddisfacesse. Per prezzi superiori a 30 dollari (che erano quelli che tutti proiet-

tavano) era ricchezza. Sotto i 20 era miseria. Scesero sotto i 20. Nel 1993 infine chiamarono per riparlarne. Se non se ne fosse riparlatato, la perdita potenziale sarebbe stata tale che l'Eni avrebbe forse avuto qualche difficoltà a quotarsi in Borsa nei tempi in cui l'ha fatto; per tacere di peggio. Accettarono invece di rinegoziarlo; e nacque il progetto che oggi con soddisfazione libica e italiana importa in Italia gas naturale di provenienza libica<sup>98</sup>.

Indicano, queste storie, quanto sia impossibile reggere una partnership multidecennale sulla base dell'inflessibilità contrattuale. Al più, il «diritto» il cui significato originario è stato stravolto dalla storia lo si può usare come strumento negoziale, insomma venderlo bene; ma a rimanerci arroccati quel che rischia di finirti è la possibilità stessa di rimanerci, nella storia.

Sotto la «forma» del *production sharing* si introducono e in progresso di tempo via via consolidano soprattutto due novità. Una rende definitivo l'apparentamento della Ioc al resto del mondo industriale, ed è il taglio (spesso radicale) delle sue potenziali aspettative di profitto. Il vecchio regime fiscale consentiva alla sorella di partecipare pro quota con lo Stato alla rendita petrolifera, e il ritorno sull'investimento poteva teoricamente essere infinito in funzione del differenziale finale di costo e prezzo. Dagli anni '80 in poi cominciano a essere introdotti, nelle forme più varie, dei *profit caps*. Il risultato è ottenuto applicando meccanismi economico-contrattuali anche di notevole sofisticazione. Semplificati, e assai brutalmente, equivalgono a rendere regola che la quota di *profit oil* che spetta alla Ioc decresca all'aumentare nel tempo del rendimento che la Ioc sta ottenendo dal proprio investimento. La Ioc ha inizialmente accesso, via *cost oil*, a una quota spesso preponderante della produzione onde rientrare in tempi ragionevolmente brevi dall'investimento; ma a rientro avvenuto oltre a venire meno il *cost oil* cala anche progressivamente il *profit*. Il risultato è un rendimento «programmato» quando non anche rigidamente plafonato, con formule equivalenti a ridurre tendenzialmente a (quasi) zero il *profit* al supero di soglie di rendimento predeterminate (tipo: se mai arrivi al 20% di rendimento sul capitale investito, tutto quel che eccede è dello Stato). C'era una volta la tendenziale illimitatezza del surplus; e adesso quel che resta è un margine accettabile di profitto industriale. Si è artificialmente imposto un margine comparabile a quello che sarebbe normale aspettarsi, in funzione del rischio, in un mercato concorrenziale; trasferendo al Paese produttore il surplus nella sua quasi interezza<sup>99</sup>.

La seconda novità è che la Noc vuole accesso diretto alla gestione. Anche dove lascia investire la Ioc anziché escluderla, vuole poter dire la sua non solo in tema di contenuto nazionale e controllo di budget, ma anche tendenzialmente di tasso di sconto. Insomma di portata della produzione fisica.

La domanda, a fronte delle novità, rischia di farsi brutale. Serve ancora la Ioc? O non è meglio, dal punto di vista di una Noc, scavalcarla e rivolgersi direttamente ai grandi fornitori di servizi e tecnologia per l'esplorazione e produzione? Schlumberger, Halliburton; per altri versi Baker Hughes; e per

altri ancora la stessa Saipem. Dalle sette sorelle alle 4-5 cugine che quasi monopolizzano il mercato dei grandi *oil contractors*?

Pro e contro. Una Ioc si remunera con la produzione. Un *contractor* lo devi pagare e basta. Anche per questo il *contractor* è molto attento alla solvibilità del cliente, mentre la Ioc fa in un certo senso da «banca» per la Noc, anticipando (e a proprio rischio) l'investimento dei cui frutti di regola la Noc sarà chiamata a partecipare. Insomma la Ioc ha soldi e ce li mette; e puoi farne a meno solo se sei ricco di tuo. Non casualmente, al netto dell'esperienza messicana, i due grandi produttori che oggi fanno senza Ioc sono Arabia Saudita e Kuwait. Fare senza in Mauritania o in Tanzania sembrerebbe più complicato.

Ioc remunera il capitale investito, e il *contractor* si fa giusto pagare il lavoro. Più alto il rischio, più alta la remunerazione. E dunque di regola una Ioc «costa» alla Noc e al Paese produttore più di un *contractor*, nel senso di riservarsi una quota del reddito petrolifero sensibilmente superiore, se le cose vanno bene, a quella necessaria a pagare il *contractor* stesso. Che vuole dire che più basso è il rischio, e più della Ioc si dovrebbe potere fare a meno. Venga a fare esplorazione, se vuole (e negli ultimi anni non ha voluto granché); ma se devo giusto massimizzare il recupero di un giacimento esistente tanto vale telefonare subito al trattatista, che in questi anni è tra l'altro diventato il depositario massimo dell'applicazione tecnologica. Ghawar, che da solo è più di metà della produzione saudita, produce dal 1951; e Burgan, che è più della metà di quella del Kuwait, dal 1946. Appunto.

Il *contractor* ha probabilmente il primato dell'applicazione tecnologica; ma la Ioc ha esperienza di management dei progetti, inclusi quelli più complessi. Sembrerebbe un vantaggio per le Ioc's. In realtà l'argomento è più scivoloso di quanto appaia. Perché poi il management ha comunque a centro e cuore, nello sviluppo e produzione di idrocarburi, il *reservoir management*. Alla fine è lì che decidi (implicitamente) del tasso di sconto. Che la Noc preferisca lasciarlo in mano a un imprenditore, per quanto bravo ed efficiente e ricco, anziché essere cliente diretta di un trattatista remunerato a misura e magari premiato anche a corpo non è per nulla scontato.

C'è ancora spazio, e probabilmente tanto, per le Ioc's. Soprattutto, verrebbe da dire, dove serve chi faccia da banca. Però ci sarebbe anche dell'altro. Non c'è quasi nulla a cui il *contractor* cerchi di sfuggire come al rischio. Non c'è quasi nulla che la Noc aborra quanto il rischio. Le (grandi) Ioc's sono sopravvissute agli anni '80 e ai loro errori perché erano abbastanza ricche da poterseli permettere. Investendo nel petrolio si investe in una tendenza, e non in un risultato puntuale. Le crisi sono per definizione cicliche; e a ogni ciclo vince chi ha abbastanza risorse per arrivare vivo alla fine del *downside*. Si può rischiare se si è grossi abbastanza da sopravvivere all'errore. L'epopea dello *shareholder value* sembra averlo fatto dimenticare. Sarebbe tempo di riconsiderazione; perché la disponibilità al rischio allontana la concorrenza dei trattatisti e può persino far tenere alle Noc's le porte un po' più aperte.

Le Ioc's non competono con le Noc's. Competono tra se stesse per l'accesso alle Noc's. Sono, in qualche misura, sostituibili con i grandi *contractors*, di cui insieme sono clienti e con cui però a loro volta competono. Il limite di questa competizione è che non possono esse stesse trasformarsi in trattatisti puri. Il patrimonio di una Ioc sono le sue riserve di idrocarburi. E per regola di Borsa le riserve sono gli idrocarburi cui si ha un titolo che includa il rischio minerario, e dunque quello della loro perdita o mancata estrazione<sup>100</sup>. Un trattatista pagato in petrolio è giusto un trattatista pagato in natura; e i barili che riceve non sono in alcun modo riferibili a lui e alla sua attività prima che un «estraneo» che si è preso il rischio del produrli (o li ha comprati da chi se l'è preso) glieli consegnò. Non sono «riserve»; ma giusto un succedaneo del denaro<sup>101</sup>. Qui è il confine della concorrenza, e in qualche modo il limite valicando il quale sia *contractor* che Ioc si troverebbero in qualche modo a mutare decisamente mestiere e funzione industriale.

Poi come evolverà dipenderà molto dal prezzo. Se resta basso la tentazione di fare a meno della Ioc, e perciò anche della banca, diminuisce; e anzi può darsi che persino i guardiani più ortodossi del tasso di sconto aprano qualche spiraglio in più. Se riparte verso il cielo, la tendenza a fare a meno della Ioc c'è rischio che contagi anche nuovi adepti. La misura del *resource nationalism* è anche e a sua volta questione di prezzo.

## The Carbon Brothers

### Il fratello non voluto

Qualche volta insieme al petrolio arriva in superficie anche lui, il gas naturale. In realtà, praticamente sempre. E quando è in compagnia del fratello liquido lo chiamano associato; e non puoi fare a meno di co-estrarlo. Altre volte lo si trova da solo. E per tanti anni, e in alcuni luoghi ancora adesso, per chi aveva fatto il pozzo non era una bella notizia. Un modo di dire molto diffuso in America, fino a metà almeno di quell'altro secolo, era che se trovavi una volta gas ti si poteva anche perdonare; due volte, e ti si poteva solo licenziare. Le prime iniziative di *conservation* furono perciò anche iniziative a sua protezione e tutela; che se lasciavi fare al perforatore lui lo abbandonava al vento o persino lo sopprimeva dandogli fuoco, e si teneva stretto giusto il fratello liquido.

Il problema del gassoso è che è rigido. Densità energetica. A parità di temperatura e pressione, 34 gigajoule in ciascun metro cubo del fratello; e 34 megajoule lui. Mille volte di differenza<sup>1</sup>. Non può portarlo in giro, perché a parità di autonomia ci vorrebbe un serbatoio mille volte più grosso. Ed è difficile da portare in giro, anche perché con quello che ti starebbe in baule ci scaldi a stento il caffè. Insomma gli ci vuole un'infrastruttura dedicata, e per cominciare un tubo. Il tubo però costa. Bisogna essere sicuri che alla fine ci sia un mercato che lo ripaga. Con un camion se cambia il mercato cambi destinazione. Il tubo è inflessibile e sta fermo dove l'hai posato, quando non anche sotterrato.

La concentrazione delle attività industriali e soprattutto quella, in forma di urbanizzazione, degli esseri umani un mercato potenzialmente «immobile» – e che dovrebbe perciò restare, se non perennemente quasi, fermo alla fine del tubo – te lo comincia a far intravedere. In America, e anche altrove<sup>2</sup>, già dall'inizio dell'800 usavano per illuminare il gas «fabbricato»<sup>3</sup>, quello cioè derivato dalla distillazione del carbone<sup>4</sup>. Fredonia, nello Stato di New York, è dal 1820 il primo centro urbano la cui illuminazione pubblica è totalmente a gas (di carbone)<sup>5</sup>; la prima *gas company* cittadina viene costituita a Baltimora nel 1816; e nel 1850 sono circa 50 le città americane dove esiste uno stabilimento di produzione di gas da carbone per uso cittadino<sup>6</sup>.

Fino a Drake, è tutto gas «fabbricato» dal carbone. La produzione di gas naturale associata al diffondersi della produzione petrolifera non lo spiazza

però automaticamente. Inizialmente il concorrente del carbone è direttamente il petrolio, e non il gas naturale. È ancora densità energetica. Il carbone lo puoi portare a Baltimora con la ferrovia, e trasformarlo in gas dove ti serve. Lo stesso per il petrolio. Il gas naturale lo devi trasportare così com'è.

L'elettricità spazza velocemente via la concorrenza dall'illuminazione. Il petrolio manco se ne accorge, che lui rincorre per farli correre milioni e milioni di serbatoi di veicoli. Gas e carbone negli Stati Uniti cominciano invece presto la loro età contemporanea; nel senso di trovarsi a competere già negli anni '20 dello scorso secolo per uso residenziale, industriale e di generazione. Il carbone la fa inizialmente da padrone; ma il contributo del gas è già significativo e i sostenitori della sua diffusione per uso domestico fanno da subito leva sulla necessità di sostituire il carbone con il gas naturale per fondamentali necessità ambientali, essenzialmente legate all'intollerabilità della concentrazione di fumi nell'atmosfera urbana<sup>7</sup>. Diventa presto abbastanza importante da meritarsi *regulation*; e lui e il suo trasporto saranno perciò oggetto di una storia di antitrust e di regolazione assolutamente parallela per svolgimento e intensità a quella che ha come oggetto il petrolio<sup>8</sup>.

Ci guadagni meno che con il fratello e i suoi prodotti, ma ne vale presto la pena. Il mercato giustifica il tubo. Al punto che all'inizio degli anni '30 ne entra in esercizio uno di 1600 km e di 60 centimetri circa di diametro (24 pollici) che trasporta gas naturale dal Texas a Chicago. I consumi americani sono nel 1930 di quasi 53 miliardi di m<sup>3</sup>; vicini a 73 nel 1940, e a 170 nel 1950<sup>9</sup>. Nel 1949 il consumo di gas è la metà di quello di carbone; e nel 1958 lo supera per la prima volta come fonte primaria.

La alta «densità» dei mercati (intesa per ciascuno come concentrazione della domanda sul territorio) ha controbilanciato la scarsa densità energetica della materia prima, rendendola perciò competitiva. Il fratello povero è entrato nel suo «*golden age*»<sup>10</sup>.

In Europa si comincia molto dopo, e fino all'inizio degli anni '50 il gas quasi non si sa cosa sia. Che fosse solo perché lo consideravamo il fratello povero, è anche però una sciocchezza. Non avendone (o comunque non avendone in quantità significative) semplicemente non ci si fa caso. In America comincia perché comunque esce con il petrolio, e se ti impediscono di buttarlo tanto vale trovargli qualcosa da fare; salvo scoprire qualche anno dopo che il ragazzo si è fatto un posto nel mondo e dunque «coltivarlo» è stato un buon affare. Nel nostro pezzo d'Occidente manca proprio il petrolio; e dunque figurarsi se ci si può occupare, non producendolo, del fratello minore. L'idrocarburo che importi serve anzitutto a non farti perdere la guerra. Il metano per intensità energetica la guerra te la fa perdere di sicuro; che con un altro gas si erano tenuti per aria i dirigibili, ma con questo è escluso che si facciano volare gli aerei. Importare gas per la pace ha poi (ancora) un problema di distanze. Se lo devi trasportare in forma gassosa, la «densità del mercato» ti controbilancia la mancanza di densità energetica entro certi limiti di di-

stanze (costo) e di volumi (la portata impegnata) del tubo. Se la produzione è concentrata negli Stati Uniti, l'idea di importarne qui con l'unico mezzo per allora disponibile (il tubo, appunto) non può nemmeno sfiorarti.

Bisognerebbe andarne a cercare. Ma devi essere abbastanza disperato per farlo senza la prospettiva di grandi scoperte. Perché se non avendo petrolio hai comunque come in parte d'Europa abbondanza di carbone, metterti a cercare giusto piccole dosi di gas non ha molto senso. Se però non hai né petrolio né carbone, e stai pure perdendo la guerra e con essa la valuta necessaria a importarne, la necessità ti aguzza l'ingegno. Quando si trova una qualche piccola quantità, un modo di usarla comunque ce lo si inventa. Se poi non hai petrolio il gas puoi usarlo persino per autotrazione, che se è civile e non militare della densità energetica ti importa molto meno. Durante l'ultima guerra il metano diviene il principale se non unico carburante per autotrazione privata in pezzi importanti di Pianura Padana; e nelle zone dove è disponibile ci adattano anche i motori degli autobus, o per meglio dire delle corriere<sup>11</sup>. Poi fu Mattei, che personificò l'ingegno che si aguzza e generò l'Eni<sup>12</sup> riuscendo nell'impresa di far sì che il povero di guerra (noi) investisse nel fratello povero (il gas). E dopo la guerra il gas si cominciò a usarlo anche per altro, per cui era strutturalmente più adatto; e averne trovato, in Italia, volle dire garantire nutrimento all'industria chimica nazionale e coprire nel 1950 con produzione domestica quasi il 10% della domanda di energia primaria del Paese<sup>13</sup>.

Succeffe infine che in Europa lo si trovò sul serio, e da lì cominciò la sua carriera continentale. Groningen. Mare d'Olanda. Lo scoprono nel 1959, e va in produzione nel 1963. All'inizio pensano a una sessantina di miliardi di m<sup>3</sup> di gas producibile. Adesso che siamo al cinquantenario la stima più accreditata di quel che si può tirar fuori a vita intera da sotto a quei 900 km<sup>2</sup> è di 2800 (sempre miliardi di m<sup>3</sup>)<sup>14</sup>. Anche Groningen subì l'onta del fratello non voluto; poiché in realtà il *reservoir* era stato raggiunto dalla perforazione quattro anni prima, ma alle prime manifestazioni a gas i cercatori di petrolio avevano deciso di lasciar perdere e non approfondire oltre. Infine la dimensione (anche nella stima iniziale) obbligò Shell ed Exxon<sup>15</sup>, anche controvoglia, a non lasciar perdere.

Ne nacque un tubo che lo portava altrove, in «concentrazioni» di mercato in Belgio, in Germania e via Passo di Gries anche in Italia, dove arriva tuttora; e ne nacque anche la verifica sperimentale della non immunità dell'Occidente sviluppato alla maledizione delle risorse. L'effetto depressivo sull'economia olandese dei ricavi metaniferi non fu dissimile da quello di regola osservato in un qualunque Stato *rentier*; tanto che ancora oggi l'espressione quasi diagnostica «*dutch disease*» viene usata come equivalente della più emotiva e quasi imprecatrice «*curse of oil*»<sup>16</sup>.

Groningen segnò comunque l'irruzione del gas naturale sul mercato dei combustibili europei non più in un comparto di nicchia, ma come sempre

più affermata fonte primaria di dignità e importanza pari e a volte superiore a quella delle due maggiori alternative: petrolio e carbone. Non era perfetto per la guerra; però adesso si stava parlando di sviluppo economico, e si scopriva e verificava che c'erano tante cose che poteva fare meglio del fratello e tutte in modo più pulito di come ci riuscisse il cugino carbone. Si tramanda spesso che lo shock petrolifero del 1973 gli fece fare il salto di qualità; però forse vi contribuì assai meno di quanto si creda. Al fabbisogno energetico, per come si era andato sviluppando, il gas non poteva non concorrerci; e gli accordi e infrastrutture che ne accelerarono il successo hanno una genesi anteriore.

Arrivò il gas russo che pure, figlio com'era dell'accordo tra due Paesi che avevano fatto e perso la guerra anche perché il petrolio non ce l'avevano, e di uno che avendocelo aveva vinto la guerra ma aveva perso la rivoluzione, sembrava ancora profumare della sindrome del fratello povero. E insieme però anche il Mare del Nord, che diede per un po' all'Europa o almeno a un suo pezzo la sensazione di avercelo; e anche se fu passeggera, aiutò comunque a buttarsi sul gas vedendovi il futuro. E poi gasdotti dal Nord Africa, e progetti dall'Asia Centrale e dallo stesso Medio Oriente, e gas liquefatto da rigassificare.

Nel 1938 l'Europa (Occidentale e Orientale) consumava 10 milioni di Tep (tonnellate di petrolio equivalente) di gas naturale e 66 di petrolio<sup>17</sup>; 70 anni dopo i consumi totali europei di solo gas naturale si stanno avvicinando ai 900 milioni di Tep. Al lordo della Russia consumiamo più gas naturale che petrolio come fonte di energia primaria<sup>18</sup>, e al netto della Russia stiamo comunque avvicinando i 700 miliardi di metri<sup>3</sup>/anno<sup>19</sup>. Ne consumiamo quanto l'America. Adesso siamo, e appieno, dipendenti anche da lui per la normalità del nostro quotidiano.

## Specializzarsi

Crescendo, ognuno ha preso la sua strada. Il petrolio è movimento; e il gas è quiete. Poi ciascuno dei due sa fare un po' tutto; però ciascuno cerca di concentrarsi su quello che gli viene meglio. Il petrolio è nato con l'illuminazione; poi ha fatto anche il combustibile industriale (inclusa la generazione di energia elettrica con olio combustibile) e si è dedicato persino alla combustione domestica (il riscaldamento dei vecchi bruciatori a «nafta»). Però è nato per essere carburante, e non giusto combustibile. E da quando il gas si è messo ad aiutare il carbone, lui gli fa spazio in tutto ciò che è fermo e si applica a quel che si muove. Nel 1980 riusciva a dedicare ai trasporti solo il 38% di sé. Adesso è al 52; e negli Stati Uniti al 66<sup>20</sup>. Guardando la fotografia per usi finali di settore, la concentrazione è ancora più evidente. Nel 2006, il petrolio che abbiamo prodotto al mondo ha contribuito per circa il 15% ai consumi energetici industriali; per poco di più al consumo totale dei settori residenzia-

le, agricolo e dei servizi; e per poco meno del 95% al consumo totale del settore trasporti: 2.105.000.000 di Tep; cui per arrivare al 100% si sommano giusto 24 milioni di Tep di biofuel e 98 di altre fonti<sup>21</sup>.

Il petrolio si lascia spiazzare dagli altri settori e si concentra sui trasporti. Sembra rimandare al binomio del secolo americano. Petrolio/automobili. Gli Stati Uniti da soli nel 2007 valgono ancora quasi il 25% dei consumi mondiali, 20,2 milioni di barili giorno contro 85,2 di produzione globale. L'equivalente di più di 13 milioni di barili/giorno finisce dunque, trasformato in carburante, nei serbatoi dei loro veicoli. Il petrolio come condizione della forma e dell'intensità assunte dalla mobilità individuale. L'automobile visuta (ancora) come libertà; come «*powerful symbol of what makes America the greatest, and the freest, country in the World*»<sup>22</sup>. Che detta così in Europa fa giusto sorridere. Ma se guardiamo alla realtà dei consumi americani, e anche all'organizzazione della mobilità nostra, rischiamo di riscoprirla ancora oggi più *weltgeist* che retorica.

Però non è solo auto, e mobilità individuale. È aerei e soprattutto navi; e non a caso oltre il 4% della produzione di greggio si trasforma in *bunker oil* per le loro cisterne. Il treno è oggi in Occidente prevalentemente «elettrico»; ma soffre delle stesse rigidità di percorso di cui soffriva ai tempi della Prima guerra, e non può comunque attraversare oceani e mari. Fuori di treno, non puoi trasportare merci, e nemmeno passeggeri, se non disponi di un carburante che sia trasportabile *assieme* alle merci; e lo stesso se vuoi trasportare di fretta andando per cieli. Ancora la densità energetica come determinante; e il petrolio come condizione dell'intensità e velocità raggiunta dagli scambi e dal commercio internazionale. Insomma della globalizzazione dei mercati non finanziari siccome l'abbiamo conosciuta e praticata. I soldi possono anche viaggiare via Internet, ma le merci no; e il petrolio sposta le fisicità del mondo.

Fratello gas si dedica ad altro. Tecnicamente, è vero, ci si prova e con successo a rimediare al suo handicap. A farlo artificialmente denso per poterlo trasportare meglio, o anche per portarselo appresso al posto del fratello. Che vuol dire sottoporlo, in alternativa, o a compressione o a liquefazione. La compressione è la più semplice, e di uso comune; dai gasdotti, adesso anche al trasporto via nave, e per uso finale alla miscela di idrocarburi gassosi a grande prevalenza di metano che va sotto il nome di metano da autotrazione o Cng (*compressed natural gas*). La liquefazione si è rivelata economicamente sostenibile e ha avuto diffusione non come modalità di consumo ma di trasporto. Per dare un'idea del diverso limite di efficienza delle due tecniche, il Cng con cui si fa il pieno è compresso a 200-220 bar e ridotto così a un volume pari all'1% del volume occupato dal gas naturale prima della compressione; mentre con il Gnl (gas naturale liquefatto) siamo, arrotondando, a meno di un seicentesimo del volume originale (1000 m<sup>3</sup> di gas naturale corrispondono a 1,71 m<sup>3</sup> di gas liquefatto). Il Gnl è gas naturale ridotto allo stato

liquido alla temperatura di -160 °C, così trasportato su navi apposite, e rigassificato all'arrivo per il suo consumo e la sua immissione in rete. La «dimensione» densità è così economicamente rilevante da far sì che costruire la filiera costituita da un impianto di liquefazione, navi gasiere capaci di tenere il liquido in temperatura, e infine un rigassificatore a destino possa essere per determinate distanze di trasporto più economico che metterci giusto un tubo<sup>23</sup>.

Meno successo ha avuto sino a oggi la liquefazione per uso finale. Tralasciamo i gas di petrolio liquidi, o Gpl. Funzionalmente nascono liquidi a temperatura e pressione/ambiente, o in parte lo diventano facilmente<sup>24</sup>. A fini di portabilità nascono perciò petrolio, e non gas<sup>25</sup>; e la loro densità energetica è stimata nel 65% di quella di un diesel, contro il 25% accreditato seppure dopo compressione al Cng<sup>26</sup>. Il vero tentativo di capire se il gas lo si poteva fare carburante è stato ed è altro. Ancora Fischer-Tropsch. Si usa il gas, invece del carbone, come materia prima per il gas di sintesi (idrogeno e ossido di carbonio, ottenuti aggiungendo ossigeno e vapore); poi, appunto, la sintesi e la distillazione finale. Se ne può fare, tra l'altro, un eccellente carburante diesel<sup>27</sup>. Nonostante i prezzi del petrolio crescenti per quasi tutto il primo decennio di questo secolo, ha avuto sviluppi molto limitati. Per adesso è fermo a tre progetti funzionanti, e due in via di realizzazione. Due su cinque tra l'altro sono in Qatar; e cioè in un Paese (in realtà l'unico...) le cui riserve e produzione di gas sono in rapporto al territorio costiero tali che il limite alla costruzione di ulteriori infrastrutture di liquefazione per l'export è ormai, oltre al mercato, anche lo spazio fisico. Insomma sembrano dovere risolvere problemi di trasporto più che di consumo.

La proiezione Iea è che gli impianti Gtl possano assorbire nel 2030 50 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale all'anno; che è poco più dell'1% della produzione di gas stimata per lo stesso anno e ancor più irrilevante come percentuale del consumo del settore trasporti. Che non sia riuscito ad avanzare in anni di vacche grasse sul lato dei prezzi dice più che suggerire che la concorrenza al petrolio non è qui, e forse nemmeno un suo complemento; e che per cambiare le cose occorrerebbe inventarsi qualcosa che riesca a contenere sensibilmente l'investimento nell'impianto, e anche a migliorare ulteriormente l'efficienza di processo<sup>28</sup>. Il gas e la mobilità per ora continuano ad avere qualche problema di comunicazione.

La vocazione moderna di fratello gas è altrove. Ama dedicare quasi il 40% di sé alla generazione elettrica. L'idea di arrivare in poco più di altri 20 anni al 46% lo contenta, ma forse non lo soddisfa<sup>29</sup>. Il resto di sé lo distribuisce quasi equamente per gli altri settori (civile e industriale); a condizione giusto che il suo consumo sia stanziale.

Tra fratelli non si fanno la guerra; e con quasi la sola eccezione del petrolchimico non sembrano potersi sostituire l'uno all'altro. La sovrapposizione nel settore industriale o in quello residenziale non è competitiva, ma quasi concordata. C'è in prospettiva in giro per il mondo meno petrolio che gas; e

dunque è giusto che il gas progressivamente lo sostituisca dove non è indispensabile e lo lasci concentrare sulla sua passione per i motori. Il petrolio è carburante, e il gas generazione.

## Il legame

Ci sono legami di sangue; e anche legami di prezzo. Quello di sangue è che gas e petrolio sono due delle tre fonti che utilizziamo per produrre energia attraverso la combustione di carbonio. La terza è appunto il carbone, che assieme alle altre due alimenta oltre l'85% dei consumi mondiali di energia.

I legami di prezzo sono duplici. Uno è che storicamente il prezzo del gas è grosso modo variato in conformità all'andamento del prezzo del petrolio. Il secondo è che il gas è sempre, sin qui, costato meno del petrolio.

Cominciamo dall'ultima. Quando compriamo gas, o petrolio, o elettricità da qualunque fonte non stiamo comprando una denominazione d'origine; e nemmeno un capo firmato. Stiamo comprando lavoro, e siamo assolutamente indifferenti (al netto delle nostre sensibilità ambientali) a chi lo fornisca. Che abbia il miglior prezzo possibile, e tenga accesa la lampadina. Da petrolio e gas spremiamo di regola energia in forma di energia termica (ovvero la spremiamo dalla loro combustione). Non ci interessa perciò tanto, o almeno non principalmente, il loro peso, o volume, o massa, o magari pure aspetto. Ci interessa il loro potere calorifico. Se spendo 10 euro di «energia», che io abbia comprato petrolio o gas il risultato in termini di volume d'acqua calda che riesco a scaldare per la doccia e di sua temperatura dovrebbe essere uguale. Non è storicamente andata così. A parità di potere calorifico il gas ha sempre venduto a sconto. Grosso modo, ci sono 5,8 milioni di Btu («MMBtu») in un barile. «Parità» dovrebbe dunque voler dire che un barile costa un po' meno di quanto costano 6 MMBtu di gas.

Storicamente negli Stati Uniti il rapporto di prezzo tra un barile di greggio Wti (*West Texas Intermediate*) e un MMBtu è stato invece, e a lungo, di 10 a 1. Il gas è sembrato poi recuperare dignità e si è avvicinato alla parità termica<sup>30</sup>, tenendo a seconda degli anni di computo una media tra 8,1 e 8,4<sup>31</sup>. Per infine recentemente tornare a sprofondare, e fare 11,5 nel 2008<sup>32</sup>. In Europa, pur nella difficoltà di un calcolo puntuale, possiamo assumere che la media del gas importato con contratti di lungo periodo mantenga tuttora un differenziale «calorifico» rispetto al petrolio non lontano dal 30%; e che, al netto delle fisiologiche variazioni stagionali<sup>33</sup>, la forbice si possa restringere anche sensibilmente per i contratti più recenti e per quelli per singole partite.

Il fratello povero è anche, storicamente, *cheap*. Però con qualche storica ragione. Noi non consumiamo il petrolio, ma i suoi prodotti. E il gas non compete con il petrolio, ma solo con alcuni dei suoi prodotti. Se pensiamo alla generazione e all'uso domestico, la competizione è storicamente stata con le frazioni meno «nobili» della raffinazione petrolifera, e principalmente con l'olio

combustibile. Per dirla con gli americani, è concorrenza «*between natural gas and residual fuel oil*»<sup>34</sup>. È costato meno perché era in concorrenza non con il Wti, ma con i suoi (quasi) scarti di raffinazione. Comprando le sue frazioni più leggere, per la loro insostituibilità nel trasporto, non compriamo solo «lavoro»; ma lavoro qualificato, che si vende a premio.

Tanto per l'origine del differenziale tra i prezzi. Poi c'è la questione del loro collegamento. «Tra l'estrazione dal pozzo e l'utilizzo finale c'è il trasporto [...] che per il gas è molto più costoso rispetto al petrolio in termini di unità di calore»<sup>35</sup>. La difficoltà e l'onerosità della movimentazione. Ancora una volta tutto comincia dal tubo. Che costa ed è rigido; e insomma è difficile pensare che si possano investire soldi a costruirlo se non c'è da prima la certezza che poi lo si riempie. Deve essere sicuro di collegare un punto di produzione e uno di consumo entrambi fermi e stabili nel tempo. E trasmettere questa sicurezza alle banche, a pena di non trovare comunque i soldi per costruirlo.

L'unico modo è farsi garantire da compratori e venditori ampiamente solvibili che il tubo lo useranno per gli anni necessari a ripagarlo; e che pagheranno tariffa anche in caso di non utilizzo. È la visione dal tubo dei contratti pluriennali di *take or pay* che continuano a rappresentare la modalità quasi unica di importazione di gas naturale in Europa<sup>36</sup>. Il compratore si impegna a pagare la quantità di gas che acquista indipendentemente dal suo effettivo ritiro (se non «prende» comunque «paga»); il venditore controgarantisce di regola rispetto alla mancata consegna (*deliver or pay*); e a seconda che la consegna avvenga a monte o a valle del tubo uno dei due garantisce l'utilizzo dell'infrastruttura (*use or pay*; e qualcuno anche con pretesa di raffinatezza *throughput or pay*). Si dice che questo modello fotografi la refrattarietà europea alla concorrenza; ma per certo fotografa anche la distanza della produzione dal mercato, e i rischi del congiungerli. Si dice anche che i contratti pluriennali diano stabilità e certezza all'approvvigionamento; ma è comunque certo che senza ci sarebbe stato qualche problema a finanziare le infrastrutture che utilizzano. Metti produzione e mercato nello stesso Paese, se non nella stessa regione, ed è solo normale che ti cambi il modello di sviluppo.

Una delle differenze tra un contratto e uno stato d'animo è che per fare un contratto ci vuole un prezzo. Come si costruisce un prezzo del gas che funzioni per anni e decenni a venire? L'unico modo è indicizzarlo. C'è un prezzo iniziale, chiamiamolo  $P_0$ ; e poi lo si corregge con una formula di indicizzazione. Quest'ultima, per funzionare, deve essere agganciata a un riferimento accettabile a compratore e venditore. Il riferimento è stato sempre il petrolio, o meglio un paniere di suoi prodotti. Il petrolio ha un «mercato» non ingessato dalle necessità dell'infrastruttura di trasporto; e i suoi prodotti sono *competing fuels* del gas naturale<sup>37</sup>. E soprattutto petrolio e suoi prodotti hanno perciò sempre un «prezzo» rilevabile e soggetto a continuo aggiornamento.

Il risultato del binomio tra lungo termine dei contratti e loro indicizzazione è stato così, almeno in Europa, l'eliminazione nella fase dell'acquisto dal

produttore di una dinamica autonoma del prezzo del gas. Il prezzo lo fa per procura il petrolio. Si contrattano il  $P_0$  e la formula di indicizzazione; e poi si spera.

In America il differenziale del prezzo fra i fratelli negli ultimi anni ha conosciuto invece l'ebbrezza della volatilità. Si dice ormai comunemente che il mercato americano sta diventando sempre più *gas to gas*, insomma che il gas compete con se stesso e dunque i produttori di gas tra di loro; mentre in Europa siamo fermi al *gas to oil*, per non dire esplicitamente al mercato per procura.

Sulle origini della divergenza molto si discute. Gli Stati Uniti, tra l'altro, vengono da una storia di prezzi amministrati che è durata fino al 1978 e ha non poco depresso gli investimenti interni di ricerca e sviluppo a partire già dagli anni '50; e hanno una struttura di distribuzione interna dove la carenza di interconnessioni sembra dividere il Paese in alcune macroaree/mercato tra loro autonome più che farne un mercato unico come invece già da un secolo è per tutto ciò che è mobile<sup>38</sup>. Però a differenza nostra possono fare *gas to gas*, fuor di filosofia e di raffinatezza regolatoria, per il semplice motivo che loro il gas ce l'hanno. Noi ne abbiamo avuto, dal Mare del Nord all'Adriatico, ma mai abbastanza da non doverci garantire di poterne ricevere che venisse da lontano. E dunque attraverso tubi lunghi e dedicati, e con contratti che per finanziarli dovevano essere lunghi e che a qualcosa si dovevano indicizzare<sup>39</sup>. Loro nel 2008 e senza clamore hanno battuto i loro primati produttivi con una produzione complessiva non lontana dai 600 miliardi di  $m^3$  e con un aumento di oltre 40 miliardi rispetto all'anno precedente<sup>40</sup>. Per essere più precisi, hanno prodotto al netto degli usi di cantiere 575, e importato 96 miliardi di  $m^3$  dal vicino di casa (il Canada) e qualche miliardo dall'altro vicino, il Messico<sup>41</sup>. Quel che eventualmente ancora manca lo si trova poi troppo lontano per poterlo fare arrivare via tubo; e dunque non può che essere liquido e via nave.

Il Gnl doveva essere, secondo la predizione di molti, l'alfiere dell'unificazione dei mercati e dei prezzi internazionali del gas naturale. Quello insomma che avrebbe unificato le tre grandi aree dell'oggi (Asia, Europa e Nord America) favorendo se non forzando la convergenza dei prezzi<sup>42</sup>. Magari non domani mattina; che in termini di motore del prezzo ogni tanto ci si dimenticava che nel 2007 il Gnl che navigava per il mondo era per l'83% spinto da contratti di lungo periodo, assolutamente parenti dello standard europeo, e solo per il 17% da acquisti *spot*<sup>43</sup>. Però poteva e forse doveva succedere. Gnl è mobilità. La fine, per fratello gas, del vincolo di destinazione. Possono imbarcarti in Qatar per l'Inghilterra, e se sei più desiderato altrove quando già navighi puoi virare per il Giappone o la Louisiana. Un carico di Gnl può arbitrare tra i mercati finali<sup>44</sup>. Libero come il petrolio.

Non lo è. Perché la liquefazione è solo una tecnica di trasporto, e non la conquista della liquidità; o, meglio, della portabilità. Non amplia la sua fascia di utilizzo, e la sua capacità di competere. Non puoi usarlo a  $-160$  °C. Gas

naturale e gassoso era, e tale deve ritornare. Il 2008, in America, gli è andato malissimo. In tutto l'anno se ne sono comprati grosso modo 9 miliardi e mezzo di  $m^3$  equivalenti<sup>45</sup>. Un decimo scarso di quello arrivato via tubo dal Canada. Meno del 2% del consumo americano, e del 10% delle importazioni totali. Uno dei terminali di Sabine Pass, in Texas, ha passato l'anno del tutto inoperoso<sup>46</sup>; ed essendo in punto di investimento privato si è forse anche in America un po' sfuocata l'idea che si possa investire giusto in infrastrutture, senza garantirsi prima che qualcuno le usi o comunque le paghi.

Con la *gas to gas competition* il Gnl e le sue alterne fortune<sup>47</sup> hanno molto a che fare. Il concorrente non è tanto il gas naturale tradizionale; anche perché la sua ormai, negli Stati Uniti, è una produzione in declino. Il concorrente è l'*unconventional gas*. Essenzialmente *coalbed methane*, e dunque gas estratto da miniere di carbone lasciandoci dentro il carbone; e soprattutto *tight gas*, che se sta dentro una roccia serbatoio argillosa è tramandato come *shale gas*. Si chiama così perché è intrappolato in formazioni a bassissima permeabilità (*tight*)<sup>48</sup>. Insomma tra i pori non si passa; e questo di regola fa venire meno la spinta necessaria a farlo uscire. Il che, sino a qualche anno fa, rendeva il *tight gas* meno che popolare.

Poi sono migliorate le tecnologie di perforazione; e anche, tra tutte, quella che consente di «fratturare» la roccia (*hydraulic fracturing*); e quella che ti consente di perforare orizzontalmente una volta arrivato alla profondità voluta. Sotto non c'è un giacimento in movimento; ma del gas intrappolato e impossibilitato a muoversi. Fratturando fai uscire il gas facendogli a pezzi la prigione. Con l'ulteriore conseguenza che, posto che appunto il gas altrimenti starebbe «immobile» e impossibilitato a comunicare con i suoi simili abitanti i dintorni, ogni buco è praticamente un (autonomo) giacimento. Nulla di unitizzabile, e (relativamente) pochi milioni di dollari per giocare. Quasi un sogno per gli *independents*; e difatti nell'ultimo decennio si è rinnovata l'epopea, e il *tight gas* è arrivato vicino al 40% dell'intera produzione domestica.

La concorrenza tra Gnl e gas domestico sta perciò sviluppandosi in forme affatto particolari. Il gas domestico è soprattutto *unconventional e independents*. La scommessa è rendere sempre più efficiente quello che una volta non era economico; e dunque è una scommessa sulla capacità di migliorare (in una dimensione spesso quasi micro) management, *reservoir engineering* e tecniche di perforazione, abbassando così i costi di sviluppo e produzione.

Se ci si riesce, il mercato è comunque a vista, e dunque a distanza di qualunque tubo. L'infrastruttura qui (in buona parte) preesiste alla produzione. Il Gnl viene invece da grandi-grandissimi giacimenti convenzionali gestiti da grandi società (Noc's e/o Ioc's, poco importa), nei quali le riserve sono tali che se sei anche un po' negligente nel modellare il *reservoir* e poi nel perforarlo il costo per  $m^3$  prodotto quasi non se ne accorge. Però il mercato non lo vedi neanche con il binocolo. Liquefare, trasportare, rigassificare. O riesci a ottimizzarli o al costo del pozzo vicino a casa rischi di non andarci neanche vic-

no. Il gas domestico deve vincere la sfida della produzione; e il Gnl quella della logistica.

Poi c'è il tema dei tempi. La produzione di Gnl fa fatica a reagire ai cambiamenti del mercato; siccome è per tutti i progetti che hanno insito un lungo *time to market*. Quella di *unconventional* è invece l'unica produzione di idrocarburi in grado di reagire (quasi) istantaneamente al mercato. Bucare è lavoro di un mese; e collegare non è un problema. A essere approssimativi, ci si comincia a guadagnare davvero se i prezzi stanno sopra i 5, e forse meglio i 6 dollari per milione di Btu<sup>49</sup>. Negli anni di prezzi alle stelle è stata corsa al gruviera; e l'anno scorso è bastato un mese o poco più dal crollo perché l'attività di perforazione calasse del 54%. L'anno scorso hanno fatto il record di produzione e spiazzato il Gnl; quest'anno e l'anno prossimo, se i consumi interni non crollano, gli rifaranno un po' di spazio<sup>50</sup>.

Potrebbe sinanco diventare una competizione virtuosa. Non è, comunque, competizione con il petrolio.

O magari, all'altro opposto, essere falsata dalla *regulation*. Che se in nome della *conservation* e della *waste*, per motivi ambientali o altro, vincolasse pesantemente lo sviluppo dell'*unconventional* finirebbe per aprire un'autostrada alla penetrazione del Gnl sul mercato americano. Come, per esempio, avverrebbe se fosse approvata la proposta che vuole assoggettare l'*hydraulic fracturing* a una più stringente normativa autorizzativa a fini di protezione delle falde acquifere.

## La separazione

Le risorse energetiche sono di regola poste economicamente in collegamento tra loro attraverso il principio della sostituzione della domanda<sup>51</sup>. Insomma se sono fungibili; e dunque se sanno e/o possono svolgere lo stesso lavoro.

La possibilità di sostituire una risorsa portatile è piuttosto limitata, e ci riesce perciò difficile immaginarci un aereo a carbone o un autocarro a propulsione nucleare. Mentre la sostituibilità pare perfetta nella generazione di energia elettrica. La lampadina di casa è alimentata da qualunque cosa, seppure in proporzioni variabili. L'elettricità che gira per la rete è fatta da nucleare<sup>52</sup>, carbone, petrolio, gas, vento, sole, biomasse e quant'altro. Per petrolio e gas la fungibilità si spinge al punto che possono essere utilizzati (quasi) indifferentemente in alcune delle centrali di generazione esistenti; e dunque «sostituirsi» e scambiarsi l'un l'altro quasi nottetempo, gemelli oltre che fratelli<sup>53</sup>.

La teoria dice che se tutte competono per fare lo stesso lavoro, allora non può che vincere quella più conveniente. Non è, o non è più giusto questione di «costo». Se così fosse, continuerebbe a vincere (quasi) sempre il carbone; il cui uso è invece sempre più penalizzato nei Paesi sviluppati da considerazioni di carattere ambientale. Però è comunque traducibile in questione di «prezzo». Di ciò che magari costerebbe meno viene infatti regolatoriamente

impedito l'acquisto e/o l'uso, facendolo perciò decadere dallo status di merce; mentre ciò che è magari ritenuto più conveniente in punto di desiderio se costa di più ti tocca di sussidiarlo pubblicamente per riuscire a farlo vendere, come è per le rinnovabili.

Nel limite in cui competono, i prezzi delle risorse sono necessariamente interdipendenti; e il principio di sostituzione genererebbe perciò «l'impossibilità di avere *decoupling* completo dei prezzi delle diverse fonti energetiche»<sup>54</sup>. Il tema è qui se il gas possa far da solo; o in altre parole se si possa immaginare un meccanismo di formazione del prezzo del gas quasi o del tutto indipendente da quello del petrolio. Con l'avvertenza che nel breve periodo si tratta di un tema essenzialmente americano. I contratti di approvvigionamento europei di lungo termine già esistenti sono comunque ancorati al fluttuare dei prezzi dei prodotti liquidi e al massimo se ne parlerà per quelli a venire e a rinnovare<sup>55</sup>. Poi è magari d'uso metterci una clausola di rinegoziazione. Il petrolio insegna che anche se non ce la metti si rinegozia comunque; però anche che per rinegoziare deve esserti cambiato il mondo.

Gas e petrolio competono sempre di meno. Nella trasportabilità di oggi il petrolio è accompagnato meno che frazionalmente da gas compresso o trasformato in liquido. A qualcuno magari ammaliato da Rifkin<sup>56</sup> viene ottimisticamente da dire che allora compete con l'idrogeno; o forse più realisticamente con lo sviluppo della capacità di accumulazione delle batterie. In realtà l'unica cosa che pare oggi certa dello sviluppo di idrogeno e accumulatori a fini di trasporto e dei loro potenziali tempi di sostituzione del petrolio è che daranno al gas tutto il tempo per riprovare a farlo competere, da compresso o da liquido<sup>57</sup>, con il petrolio. Per chi poi pensa che il cibo non sia un problema, l'unico carburante sostitutivo già affidabile ed economicamente sostenibile (sempre al netto dei problemi di cibo...) è il carburante vegetale o biodiesel; e per chi invece pensa che il cibo sia un problema<sup>58</sup> (e mi associo) non resta che riconoscere che nell'anno 2009 il petrolio, in punto di mobilità, non ha *competitors*. Il che spiega anche perché al progredire dello sviluppo economico si sia accompagnato il progressivo trasferimento di quote di petrolio dai serbatoi delle centrali elettriche a quelli degli automezzi; e fa prevedere a tutti che il fenomeno migratorio non possa in futuro che dimostrarsi irreversibile.

Il gas, nell'espandere il suo mercato, compete con gli altri, che il petrolio si ritirerebbe comunque un po' alla volta dalla gara. Gas invece che rinnovabili invece che carbone invece che nucleare. Tutte le volte che installiamo nuova capacità di generazione è tra loro che scegliamo; e dato che un impianto quando dura poco dura 20 anni, quando ne scegliamo uno facciamo una scelta temporalmente non reversibile. La «sostituibilità» esiste solo come possibilità di scelta all'atto dell'installazione della capacità; fatta la quale, per sostituire il generatore di quei megawatt si ripassa tra qualche decennio.

Il che rende unica la situazione in cui la sostituzione è possibile in corso di

infrastruttura e istantaneamente, com'è per la possibilità di *switch* tra gas naturale e olio combustibile in alcune centrali. Ed è di questo *switch*, soprattutto, che si fanno forti i sostenitori dell'indissolubilità del legame tra prezzi del petrolio e prezzi del gas<sup>59</sup>. Il problema è che è uno *switch* marginale, quando non addirittura virtuale. Anzitutto c'è la regolazione. Per cambiare il combustibile alla caldaia bisogna chiedere il permesso; e con la fama di inquinante che s'è fatta l'olio combustibile te lo danno giusto se si è in emergenza nazionale, insomma se proprio di gas non se ne trova. Per com'è in buona parte d'Europa, l'*inter fuel competition* stagionale ce la scordiamo proprio, e indipendentemente dai prezzi relativi di petrolio e gas. Ma anche in America, dove sul punto sembrerebbero più rilassati, non è che ci sia molto che la regolazione lascia scambiare. La percentuale di generazione a gas che può girare a olio sulla base della sola convenienza commerciale si aggira in definitiva intorno all'8% della generazione totale. Sembra un po' poco per riuscire a costruirci sopra la necessità di un legame costante dei prezzi dei due combustibili<sup>60</sup>.

In favore della persistenza del legame, ci sarebbe poi un altro argomento. Si saranno anche specializzati diversamente, però continuano a nascere assieme. Il gas associato è tipico parto gemellare; e la produzione parallela, adesso che non lo puoi più bruciare, esige parallelo di domanda e di prezzi.

Forse in realtà non è mai stato vero, se non nel senso che all'inizio il gas poteva condannarti a svenderlo o a regalarlo pur di riuscire a produrre il liquido. E se anche lo è stato, lo sarà sempre di meno. Il gas «associato» è tale ed è tanto perché sta assieme al petrolio, che era l'unica cosa che cercavano i perforanti. È vero che secondo tradizione per essere sicuri di trovare petrolio (anche con importanti quantità di gas associato) anziché giusto gas («dry» o «wet», in funzione del contenuto di Gnl; ma comunque bello solo) bisognerebbe comunque bucare. Però è da decenni che gli esploratori provano tecnicamente a dividere a priori gli obiettivi a gas da quelli a olio. È la bellezza della geognostica contemporanea; e nella stragrande maggioranza dei casi produce la certezza che se c'è sarà l'uno o l'altro. Anche l'esplorazione si è fatta indipendente; e persino fra gli *independents* anche l'esploratore si specializza<sup>61</sup>.

Prima si è cercato petrolio, e dopo gas solo; e se le serie statistiche hanno senso questo dovrebbe comportare che in progresso di tempo la quota di gas naturale commercializzato che nasce in solitudine e che già oggi è maggioranza continuerà ad aumentare rispetto a quella che nasce associata. Con l'avvertenza che nelle zone troppo remote da un qualsivoglia mercato si continuerà a lasciarlo dov'è, com'è oggi per circa il 20% dello scoperto<sup>62</sup>. Il gas associato deve la vita alla ricerca di giacimenti di petrolio; e il gas non associato deve le situazioni di suo eventuale e locale perdurante anonimato a ragioni logistiche.

I fratelli fanno un lavoro sempre più diverso; e nascono sempre più separati. Sempre più due merci destinate a mercati diversi. Il *decoupling* completo forse non avverrà mai. Ma la stagione dell'indipendenza è più che avviata.

## Diversità

La questione del *decoupling* forse è talvolta mal posta. Una cosa è il prezzo; un'altra la convenienza dell'indicizzarlo, e le sue forme.

Il prezzo relativo è già cambiato, e sostanzialmente. Il grande vantaggio competitivo di fratello gas è la sua conclamata compatibilità ambientale<sup>63</sup>. Che è poi quella che ha ridotto la forbice. Tagliando le punte, lo sconto storico a parità di potere calorifico c'è già stato. Dal 40% implicito nel rapporto di 1 a 10 tra barile e MMBtu a una media anche inferiore al 20%. In America, è vero, nel 2008 si è andati vicino al 50% di sconto. Ma solo perché la produzione domestica ha consentito che non ci fosse una reazione aritmeticamente puntuale all'impennata di un greggio vicino ai 150 dollari/barile; ed è facile prevedere che a soufflé sgonfio il dato sarà sostanzialmente diverso. Nei contratti europei si sta ancora forse più vicini al 30 che al 20%; ma solo perché molti non sono recenti.<sup>64</sup> I nuovi P<sub>0</sub> hanno ridotto lo scarto. Le nuove formule di indicizzazione, poi, rovesciano il passato. Nell'indicizzazione dei primi contratti pesava molto l'andamento dei greggi ad alto tenore di zolfo (Atz), il che era coerente con la conclamata sostituibilità gas naturale/olio combustibile. Non si indicizzava magari direttamente al prodotto di raffineria, ma comunque al greggio che meno valeva anche in relazione alla distribuzione in prodotti della sua resa finale. Nei contratti più recenti gli Atz sono scomparsi. Adesso si indicizza sui greggi a basso tenore di zolfo (Btz), e sulle frazioni di un qualche pregio.

Uno dei maggiori produttori mondiali da qualche tempo ha introdotto per i nuovi contratti una formula di rara semplicità ed efficacia, ovviamente non negoziabile: 50% Btz e 50% gasolio. In termini di *coupling* e *decoupling*, non va lontano dal dire che ci si indicizza sul mercato del pesce, ma limitatamente a branzino e salmone selvaggio<sup>65</sup>. Più ci importa per quanto è pulito, e più esso per prezzo si appresenta ai pregiati e pregiatissimi, anziché alla sporcizia del *residual fuel*.

Sarà anche rimasto *coupled*, ma questo non gli ha impedito di diventare per noi (relativamente) più caro. Tanto che viene da dubitare che alla signora Gina o a un qualunque consumatore finale convenga di sicuro l'indipendenza. La Iea sembra propendere per l'idea che non faccia grande differenza. L'indipendenza dovrebbe attirare più pressione competitiva sul prezzo; ma questo verrebbe controbilanciato dai maggiori costi associati alla crescente distanza tra produzione e mercato<sup>66</sup>. Può essere vero; ma gli effetti dell'indipendenza (e cioè di un passaggio generalizzato del riferimento di prezzo al *gas to gas*) sono ancora tutti da valutare.

Anzitutto c'è una questione fiscale-ambientale. Potrà essere carbon tax, e cioè tassazione diretta delle emissioni; oppure *cap and trade*, e cioè apposizione di un limite alle emissioni annessa alla possibilità di acquistare ulteriori diritti di emissione dai produttori virtuosi. Comunque sarà, nella concorrenza

tra carbonidi penalizzerà quel che resta di petrolio e carbone nella generazione e altrove, a vantaggio del gas che ci tramandano assai più pulito. Sarà un ulteriore e a volte non poco rilevante fattore di *decoupling*; e forse la botta che eliminerà del tutto lo sconto sul fratello liquido. C'è in definitiva la possibilità che il gas, se fattosi indipendente, ne tragga maggiore rivalutazione, e la signora Gina maggiore prezzo.

Poi occorrerebbe una volta di più distinguere tra quelli che ce l'hanno e quelli che no. L'America con il Canada è quasi autosufficiente. Ed è un'autosufficienza alimentata assai dagli *independents*. Che significa, come la storia della regolazione americana insegna, che alla determinazione del prezzo contribuisce direttamente la concorrenza tra una miriade di *produttori*. Per chi non ce l'ha, la concorrenza è tra *distributori*; nel senso che quella tra produttori è cartello siderale. Il signor Smith e il signor Brown, magari Inc.; e dall'altra parte Russia e Qatar, e magari l'Algeria. La storia di Rockefeller insegna che la distribuzione fatta monopolio può mangiarsi il margine dei produttori. La storia degli indipendenti che cercano accesso alle risorse del sovrano straniero insegna che il produttore fatto oligopolio può mangiarsi il margine a valle, o quantomeno spartirselo con la tassazione finale; e soprattutto che la concorrenza dei distributori per l'accesso alla materia prima, di regola, finisce che i prezzi te li aumenta<sup>67</sup>. Nel caso americano, per la durata del mantenimento di una sostanziale indipendenza produttiva la competizione *gas to gas* può almeno teoricamente esercitare una pressione virtuosa sul prezzo, diffondendosi in assenza di Rockefeller sull'intera catena del valore. Nel caso del produttore sovrano, e in assenza di sovraccapacità, il signore a monte rischia invece – anche grazie al moltiplicarsi di numero e ridursi di taglia dei suoi compratori/distributori – di potersi trattenere persino i margini derivanti dai miglioramenti dell'efficienza tecnologica che in ipotesi si verifichino a valle<sup>68</sup>. La «lezione americana» del petrolio non sembra in definitiva essere stata del tutto condivisa dal regolatore europeo del gas.

Poi ci sarebbe il rischio che l'handicap del gas si trasli in un handicap del suo consumatore. L'infrastruttura. La necessità non solo di un investimento nello sviluppo del giacimento, ma anche di una struttura se non sempre dedicata però sempre garantita per il suo trasporto al mercato. Il petrolio è vissuto di sovraccapacità produttiva, e ci è sopravvissuto. Se ne facevano carico prima la Texas Railroad Commission in America e le sorelle fuori; e adesso per quanto ci riesce l'Opec per tutti. Che significa che oggi, se trovi petrolio, in un modo o nell'altro comunque lo produci, che se c'è a tagliare ci penserà qualcun altro. E dato che è liquido e denso, in assenza di porti e di tubi si può per cominciare persino andare per treno. Un modo di trasportarlo e un posto dove venderlo prima o poi si trovano.

Con il gas c'è un passaggio in più. Tubo o liquefazione. Basta di regola, per i grandi giacimenti geograficamente lontani dal consumatore, a investire

il processo. Prima cerchi il punto d'arrivo, e cioè il mercato; poi cerchi di capire se è fattibile l'infrastruttura; e se, e solo se, hai la ragionevole certezza di entrambi investi nello sviluppo del giacimento. C'è un'isteresi quasi fisiologica tra il momento in cui si manifesta la domanda (e dunque si individua il mercato) e quello in cui si materializza l'offerta (e dunque la produzione e il suo trasporto diventano realtà). Una delle conseguenze è che l'infrastruttura per capacità si tara sempre sul mercato acquisito; e dato che l'infrastruttura dà anche la misura della produzione (se produci di più di quello che sta nel tubo, puoi solo bruciartelo...) ne risulta tendenzialmente un sistema strutturalmente sprovvisto di sovraccapacità. O, meglio, in cui della sovraccapacità può emergere solo o quasi come sopravvenienza e in ragione di una flessione della domanda. È la storia della recessione dell'oggi, dove il crollo della domanda ha fatto di colpo scoprire capacità nelle infrastrutture<sup>69</sup>.

Qui contribuisce anche un tema di finanza. Nessun grande operatore costruisce volentieri un'infrastruttura; a meno che non sia sicuro di potersela usare (quasi) tutta lui. Il tubo (ma vale anche per un liquefattore/rigassificatore) ha una redditività a base tariffaria. Se sei sicuro di riempirlo, è anche una redditività che ti viene da un investimento a bassissimo rischio; e che rende di conseguenza<sup>70</sup>. Al di sotto però del rendimento che ci si aspetterebbe da una società petrolifera, che a metterci capitale proprio mediamente farebbe perciò scendere il rendimento del proprio intero capitale investito. Per un operatore medio-piccolo, per converso, il problema si pone in termini ancora più semplici e radicali. Lui i soldi da investire in una grande infrastruttura non ce li ha proprio. Grandi o piccoli, c'è qualcosa che accomuna comunque gli operatori. L'infrastruttura si fa se si può fare con i soldi degli altri. Insomma ci deve essere tantissima leva; e la banca la deve fornire in *project financing*, e cioè accontentandosi delle garanzie inerenti al progetto (*use or pay* di terzi, ecc.) e senza chiederne di dirette e personali ai promotori. Il *project* ci può stare solo se c'è garanzia che l'infrastruttura sarà utilizzata, o pagata come se utilizzata a regime. La forma del finanziamento è antagonista alla creazione di eccesso di capacità.

Il ciclo del gas ha difficoltà a generare sovraccapacità. Un problema a monte può generare panico a valle<sup>71</sup>. E lo crea anche perché l'infrastruttura di generazione è rigida quanto quella di trasporto. In emergenza non si può allargare il tubo; e neanche cambiare combustibile in centrale. L'unica sovraccapacità importante che abbiamo creato al mondo è quella dei rigassificatori. Nel 2008 sono stati utilizzati al 43% della loro capacità. Ma neanche questa è necessariamente una buona notizia. Significa solo che quelli che li hanno costruiti come si costruiscono porti e magazzini, e senza perciò legarli a un *sourcing* ben individuato della materia prima, non se la stanno passando benissimo. Insomma che la sovraccapacità non paga e non si ripaga. A meno che non sia nella disponibilità di un produttore. Per lui il magazzino è il complemento della liquidità. Per trasportarlo ovunque, deve poterlo scari-

care ovunque. Un magazzino vuoto può essere un costo da (quasi) nulla, a fronte della libertà di arbitrare tra i mercati del mondo.

La flessibilità geografica del Gnl dovrebbe aumentare con l'aumentare dell'ammortamento degli impianti di liquefazione in esercizio. Finirà progressivamente il vincolo del finanziamento, che esige contratti di fornitura di lungo periodo; e aumenterà la tentazione di fare *spot*<sup>72</sup>, cercando di mettersi all'asta tra i tutti cui la sovraccapacità fa difetto. Cercherà insomma di farsi arbitro, e per certo non calmiere, del prezzo; e, se evolve così, la perfezione del *coupling*, se mai c'è stata, c'è il rischio che la si rimpianga.

Non farebbe male la certezza che vi sarà ancora in futuro una possibilità adeguata di *switch* del combustibile di generazione. Magari non lo si attiva mai; ma averlo significa sapere che c'è qualcosa che si può fare in tempo reale; e già sapere che c'è magari aiuta a calmierare. E non avrebbe fatto male, ma forse è troppo tardi, lasciar lavorare i grandi. La regolazione, se proprio voleva entrarci, avrebbe dovuto sforzarsi di far competere Eni con Gaz de France ed E.On, anziché con i signori Rossi e Bianchi. Poi probabilmente non sarebbe riuscita a sbrecciare il cartello; ma non è detto che ai fini del trattare di gas con Mosca e con Algeri sarebbe stato un male. La storia suggerisce che quando i grandi erano liberi di farsi il tubo per sé, l'idea di riuscire a ottimizzare i cicli in entrata e in uscita ogni tanto glielo faceva disegnare persino un po' più grande di quel che subito serviva; che i conti li facevi con il rendimento a ciclo intero, e non giusto sul rendimento del tubo che sta in mezzo. Adesso invece i tubi, quando non ci salva la recessione, li facciamo per definizione solo troppo stretti. Il mercato congiunto dal tubo è l'Europa. E invece si è riusciti a dare, e per paradosso sotto spinta europea, una definizione puramente nazionale dei mercati; e persino localistica degli operatori ideali. Finendo spesso per creare più intermediari che *competitors*<sup>73</sup>. Poi è verissimo che mancano le interconnessioni, perché ciascun campione nazionale si è storicamente costruito la rete sua; ed è verissimo che l'assenza di concorrenza è nella rete «inevitabile»<sup>74</sup> e che questa è una delle ragioni, se non la principale, citata a sostegno della necessità della separazione proprietaria (e cioè della confluenza delle reti in società anche azionariamente autonome dagli operatori che le utilizzano). Però ci sarebbe da decidersi. O l'infrastruttura (temporaneamente) eccedente la si lascia fare al grande, che la fa solo se la usa<sup>75</sup>; o la si fa con soldi pubblici (che è poi quel che avviene quando chi costruisce può addebitare il suo investimento a rendimento fisso in bolletta. La signora Gina ha così l'onore di pagare in quanto «consumatrice» anziché in quanto contribuente, ma non si è certi che l'onore le faccia una grande differenza). Pensare che il «piccolo» operatore concorrenziale o il capitale finanziario possano investire in sovraccapacità è francamente parente stretto di un *non sequitur*<sup>76</sup>.

Oltre non si può andare. Questo è uno scritto di petrolio, e fratello gas lo tocca e lo toccherà solo nel limite delle sue interconnessioni e parentele. A ri-

guardo delle quali rimarrebbe da commentare un'assonanza che ci si vende spesso per minacciosa. L'Opec del gas. Un cartello praticamente composto di Opec più Russia. Le parole sono suggestive; ma a furia di usarne per suggestionare finisce che il significato si perde. L'Opec esiste perché modulando i volumi può tentare di influire sui prezzi. *No swing producer(s), no Opec*. L'Opec (?) del gas non può cambiare i prezzi senza far saltare i correnti contratti di lungo periodo; e per equilibrio dei bisogni non gli conviene. E l'Opec (?) del gas ha difficoltà a modulare i volumi; che il tubo non è elastico e fa mancare sovraccapacità. Poi ci sono tante cose di cui possono parlare e su cui possono coordinarsi, incluso qualche reciproco bilanciamento e l'omogeneità di termini e condizioni per il futuro, che già questo è cartello; ed è anche assodato che tutte le volte che i russi incontrano altri produttori gli americani tendono a innervosirsi. Però per adesso è più Rotary che Opec; e se in futuro potranno fare *swing*, non è detto che noi si stia peggio.

Il fratello non voluto, per simpatia di ambiente e rigidità di infrastrutture, ci sta cangiando in oggetto del desiderio. Al suo prezzo.

## Il petrolio che cambia

### Riserve e risorse

Fai il pozzo, e lo completi. E lui, il petrolio, risale. Hai trovato un deposito; o giacimento; o *reservoir*. Sei normalmente curioso di sapere quanto idrocarburo ci sia immagazzinato. Però ti tocca accontentarti di una scommessa, più che di una risposta. Con un buco, se non hai perforato un piccolissimo sputacchio, ne sai troppo poco. Hai messo insieme tutta la geognostica<sup>1</sup> del caso; e quindi hai un'idea di volume ed estensione. Però ti ci vorrà tempo per capire come si muovono i fluidi; se i livelli comunicano; se ti sei dimenticato qualche «tasca» più o meno nascosta; se ci siano estensioni possibili, o magari orizzonti più profondi. Mettendo assieme quel poco che sai (volume della roccia serbatoio, permeabilità, porosità,...) un numero comunque lo spari, che poi man mano che si conosce si corregge. Il numero è quello dell'olio in posto; ovvero del volume degli idrocarburi complessivamente presenti in giacimento. Per dirla con più leggiadria, il numero corrisponde alle «risorse»<sup>2</sup>.

Però ti interessa capire quante riesci a produrne e vendere, più che bearti con la capienza del magazzino. Insomma quante «riserve»<sup>3</sup>, e non quante «risorse». Qui il *reservoir* si inchina al mercato. Quanti idrocarburi sono riserve lo decide in ultima e marginale istanza lui, e non la geologia. È una delle regole che la Security Exchange Commission (Sec) detta affinché un barile possa essere «messo a libro» da una società quotata (categoria che comincia a comprendere anche non poche Noc's); insomma affinché «esista» come riserva. Un idrocarburo è riserva se il prezzo di mercato corrente ne remunera la produzione; e tutto quello che potrebbe essere prodotto solo «in perdita» che resti risorsa. Il problema è che il prezzo cambia, e perciò con lui l'idrocarburo. La Sec ci ha contribuito in questi anni con una regola bizzarra. Quella per cui il prezzo che rileva non è una media, ma un puntuale. Puoi mettere a libro nell'anno il petrolio la cui produzione è remunerata dal prezzo del 31 dicembre dell'anno prima<sup>4</sup>. Il 31 dicembre 2008 è stato 36,55. Il 31 dicembre 2007 era 96,37. Tutto il petrolio che sta tra i due ha vissuto un anno da riserva; e adesso ritorna risorsa. La riserva<sup>5</sup> non è un barile; è un prezzo<sup>6</sup>.

Poi, oltre al prezzo, ci vuole anche un mercato in senso fisico; e sei riserva solo se sei capace di arrivarci. Questo è un problema più di fratello gas che del petrolio; e difatti quando lo trovano fuori della portata economicamente

possibile di qualunque tubo lo chiamano *stranded*. Però può esserlo anche del petrolio lontano dal mare e da una buona infrastruttura logistica, come ancora oggi esemplifica tra tutte la difficoltà di mettere per intero a riserva il petrolio dell'Asia Centrale o quello centrafricano. Nel 2004, Shell si prese 150 milioni di dollari di multa per essersi un po' arrotondata le riserve (in realtà, del 22%)<sup>7</sup>. Fu in buona parte colpa dello *stranded*. Gli idrocarburi ci sarebbero anche stati; giusto non si capiva come si pensasse di produrli o commercializzarli economicamente. Mancò la riserva non la risorsa.

La riserva per essere tale deve essere commercializzabile; ed economicamente vendibile. Però bisogna anche tirarla fuori. Deve essere perciò anche tecnicamente producibile; e in base allo stato vigente della tecnologia. Se per uscire le serve invenzione, risorsa resterà sino a che non si inventa. La questione è rilevantissima per il petrolio; e moltissimo meno per il gas naturale. Lui, il gas, ha un fattore di viscosità che è grosso modo un centesimo di quello dei greggi più leggeri. Quasi non crea attriti; e si infila in qualunque poro. Lascia fare con naturalezza alla pressione, e dal 70% in su di quel che c'è sottoterra ti arriva di norma in superficie. Il problema con il petrolio è invece che se ti affidi giusto alla pressione, e dunque buchi e poi completi (che vuol dire che colleghi il buco al giacimento) e poi lasci fare a lui, a bocca pozzo di sua spontanea volontà ne arriva poco<sup>8</sup>. Il manuale dice che è funzione della tipologia del giacimento<sup>9</sup>. Se è olio sottosaturo (con semplificazione un po' volgare: se è giusto petrolio senza o quasi gas associato) il fattore di recupero sta sotto il 5-6% dell'olio in posto. È più o meno tutto quello che la pressione lasciata sola riesce a regalarti. Però producendo metti in moto l'energia interna del giacimento; e dunque l'interazione tra il petrolio e (quando ci sono) gli altri fluidi. Gas e/o acqua. Se il gas c'è, e perciò la sua spinta (*gas drive*) concorre alla e con la pressione<sup>10</sup>, possiamo aspettarci un fattore di recupero che può arrivare al 20%. Se c'è gas non disciolto che si è concentrato al culmine della struttura (*gas cap drive*) la spinta si fa più significativa, e puoi aspettarti un recupero medio tra il 20 e il 40%, con punte eccezionalmente anche superiori. Infine c'è la bellezza dell'essere spinti fuori dall'acqua che sta di sotto (*water drive*), oltre che, o anziché, dal gas che sta dentro o di sopra. Con un buon acquifero, il 40% di recupero puoi aspettartelo quasi come dato medio. Il tutto, ovviamente, se hai bucato e completato nei posti giusti; e hai gestito a regola d'arte la fase della produzione e le sue pressioni. Che se invece il tuo capire il *reservoir* è stato visibilmente al di sotto dell'eccellenza (strano termine coniato dai consulenti per designare nient'altro che ciò che è fatto bene) il tuo fattore di recupero è il primo a risentirne, e ti ritroverai con meno riserve.

Sin qui è quanto riescono a fare le energie «interne» al giacimento, ed essenzialmente pressione e dinamica dei fluidi. Poi ci sono le energie «esterne», cioè quello che puoi metterci dentro tu. Il recupero, se c'è *water* o *gas drive*, è funzione della capacità del fronte d'acqua o di gas di ripulire la roccia che attraversa; di buttar fuori cioè e spingere verso il pozzo il petrolio che ci sta den-

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

tro. La prima cosa che ti viene in mente, conoscendo i *drivers*, è perciò di aumentarne la presenza. Insomma di (ri)buttare dentro acqua e/o gas. Il *water flooding* è la tecnica di recupero assistito più conosciuta e diffusa. La *gas (re)injection*<sup>11</sup> segue a distanza. Sia l'una che l'altra migliorano il fattore di recupero, e cioè il saldo (allo stato della tecnica) delle risorse trasformabili in riserve. Ci si riferisce a esse congiuntamente come tecniche di *Improved Oil Recovery* («Ior»). Le tecniche di Ior aggiungono energia all'energia «naturale» del giacimento. Migliorano cioè e in qualche modo accelerano la dinamica dei fluidi aggiungendone di ulteriori e uguali a quelli già presenti in giacimento.

Ior è una tecnica di produzione, ed è solo una delle tecniche e tecnologie moderne che hanno e hanno avuto negli anni un impatto più o meno significativo sulla trasformabilità della risorsa in riserva.

L'esplorazione anzitutto, per andare in ordine logico. A disposizione si è messa prima la sismica 3D, e dunque la possibilità di una ricognizione tridimensionale del giacimento. Poi addirittura 4D, che consiste nella ripetizione nel tempo della rilevazione 3D; e dunque, attraverso l'aggiunta della dimensione temporale, la verifica empirica della dinamica dei fluidi. Il «film» di come acqua, gas e olio si muovono e interagiscono. L'insieme consente di lavorare su modelli di estrema sofisticazione e affidabilità; e contribuisce all'aspettativa che le risorse siano pienamente identificate e che le riserve producibili con la tecnica di coltivazione adottata lo siano per davvero. Conoscere meglio come premessa per recuperare di più.

Dalla sismica alla perforazione. Che ha allargato i suoi confini. Adesso non teme più il mare aperto. Puoi cercare e produrre anche se 3000 metri d'acqua lo separano dal suolo. Si va già oltre, ed è previsione che anche i 5000 metri d'acqua siano un traguardo vicino.

Costa. Però adesso si può; e il potere in pochi anni ha contribuito con nuove scoperte che prima erano impossibili, e trasformato tra gli altri in provincia petrolifera il Golfo del Messico, il mare del West Africa e l'*off shore* del Brasile. Brasile che è forse il luogo dove c'è il rischio che dopo tanto paventare la fine delle grandi scoperte si siano trovati assieme due *supergiant*<sup>12</sup>, o magari tre, in meno di un anno<sup>13</sup>. Tupi è petrolio e gas naturale, e gli altri gas e condensati. Comunque costano davvero; e le prime stime vanno nel senso che la soglia della cornucopia sia in termini di prezzo più vicina ai 60 dollari che ai 50<sup>14</sup>. La dipendenza dal prezzo dell'essere «riserva» è nel *deep off shore* più evidente che altrove.

Oltre ad allargare confini, la perforazione ha anche affinato le sue tecniche. Soprattutto quelle di perforazione orizzontale. Tradizionalmente, l'unico modo di coltivare un giacimento era penetrarlo con una serie di pozzi verticali posti a distanza l'uno dall'altro (lo *spacing*, che nella prassi americana in condizioni standard prevedeva un pozzo ogni 40 acri di superficie<sup>15</sup>). Quando si riscontravano discontinuità nella formazione, si poteva al più ricorrere a pozzi di *infill*, pozzi cioè perforati dentro la spaziatura originaria.

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

Una combinazione di ingegneria e sviluppo dei materiali adesso consente, arrivati alla formazione, di continuare a perforare il pozzo in andamento orizzontale; e persino, grazie alla flessibilità dei nuovi materiali, di seguirne le ondulazioni, con pozzi che con buona suggestione chiamano «a serpente» o «a dragone»<sup>16</sup>. Volendo, da un'unica sezione verticale si possono anche far partire più diramazioni diversamente direzionate. È la moltiplicazione potenziale dei contatti tra pozzo e formazione, quasi un unico completamento che prende l'intera sezione. Magari non è come passarci un aspirapolvere; però ci va vicino<sup>17</sup>.

A sismica e perforazione si aggiunge il migliorare delle tecniche di recupero assistito. *Enhanced Oil Recovery* (Eor). Invece che giusto «aggiungere» energia, provi ad alterare artificialmente la condizione e le proprietà dei fluidi; e anche a intervenire sulla loro interazione. Butti dentro l'estraneo per stanare chi c'è.

Gli oli pesanti, per fare un esempio, hanno problemi di viscosità; insomma non si muovono, o comunque pochissimo. L'acqua che ci sta sotto anziché spingerli li sorpassa scivolando via. La si mescola a polimeri per farla diventare più viscosa e la si rimanda dentro «inispessita» abbastanza da riuscire a spingere e non potere più scantonare. In alternativa allo spingere, puoi provare a rendere loro più mobili. Riscaldato con vapore bollente il petrolio perde viscosità, e infine trova la sua strada<sup>18</sup>. Oppure per spostarlo meglio, anche se è olio leggero, si può provare a diluirlo; e si prova a mandare giù gas miscibili che vi si accompagnino anziché giusto provare a spingere<sup>19</sup>. Se qualcosa continua a non muoversi, si può provare anche con i tensioattivi; che è quasi dire che lo si lava via con il sapone. Insomma si sperimenta e utilizza qualunque sostanza si dimostri capace di sciogliere o spingere; e alla fine del riciclo quel che si è usato lo si può pure lasciare in giacimento al posto di chi c'era, ottenendo per esempio il risultato di «sequestrare» per stoccaggio in giacimento la CO<sub>2</sub> eventualmente scelta e utilizzata come gas miscibile<sup>20</sup>.

L'efficacia potenziale delle tecniche di Eor è oggetto di valutazioni contrastanti. La loro applicazione dovrebbe comunque aver sin qui contribuito al 3% delle riserve mondiali<sup>21</sup>; e il contributo è destinato ad aumentare. Di quanto, sarà anche e ancora funzione di prezzo. Le riserve che Eor aggiunge, come quelle aggiunte da Ior, devono giustificare di per stesse, caso per caso, l'economicità dell'investirci<sup>22</sup>.

In sintesi. L'evoluzione tecnica degli ultimi decenni ha consentito alla ricerca di misurarsi con nuovi territori, ed essenzialmente con *off shore* sempre più profondi<sup>23</sup>; di meglio vedere e misurare le risorse; e di spostare volumi significativi di liquido petrolifero dallo status di risorsa inutilizzabile a quello di riserva producibile. Continua, e quotidianamente; come è per ogni *learning curve*. Il conoscibile è virtualmente infinito. Quante riserve, via tecnologia e invenzione, ci possa in futuro potenzialmente aggiungere è poi oggi un'incognita, o altrimenti pura speculazione; e il prezzo, come sempre, sarà determinante.

## Trasformare risorse

Il petrolio non si riproduce. O comunque si forma in tempi che rispetto al nostro consumo rendono la riproduzione inapprezzabile. Drake riusciva a stento a raggiungere i 21 metri di profondità. Oggi buchiamo per 6 km una terra che sta 3 km sotto al mare. Nell'intervallo un qualche nascondiglio del petrolio siamo riusciti a trovarlo. In questa ricerca, abbiamo verosimilmente tracciato una sorta di *creaming curve*, come la chiamano<sup>24</sup>. Abbiamo cioè «scremato» prima quello che era più facile da trovare e/o da estrarre, e poi progressivamente ci siamo dedicati al meno immediatamente visibile, perché più piccolo, o raggiungibile, perché più difficile. Abbiamo cominciato bucando dove lo vedevamo uscire, e oggi dobbiamo andarlo a prendere senza che lui dia segni di sé. Se la *creaming curve* fosse stata lineare, nuove scoperte sarebbero linearmente più rare; e i costi di produzione delle nuove scoperte linearmente più alti. La fine del *cheap oil*<sup>25</sup>, e a seguire dell'*oil*, sarebbe un processo continuo e prevedibile nel dettaglio anche temporale.

Non è esattamente così. La *creaming curve* è utile se la usiamo come nozione; ma può fuorviarci se la usiamo come funzione, e magari pure lineare. Per esserlo dovrebbe infatti assumere che la ricerca è stata uniforme nel mondo; ed escludere che tecnologia e invenzione possano farti vedere quello che era prima invisibile.

Una qualche linearità della curva sembrerebbe peraltro trovare più che conforto in alcuni dati storici. Il Signore di tutti i giacimenti è Ghawar. Una struttura lunga 289 km e larga 30; e 70 miliardi di barili già prodotti. È arrivato al massimo splendore a quasi 6 milioni di barili/giorno. Adesso si mantiene ancora sopra i 5. Da solo, fa oltre il 6% della produzione mondiale. Però dicono che ormai fatichi, e si ricorre massicciamente a nuovi pozzi orizzontali per mantenerlo in salute. Che un po' ansimi, è pure comprensibile. Ha la sua età. Lo hanno scoperto nel 1948, e hanno cominciato a produrre nel 1951. Nel 2007 solo altri quattro campi, oltre a Ghawar, hanno prodotto in media più di un milione di barili/giorno. Anche loro di grande esperienza. Scoperti rispettivamente nel 1938 (Burgan, in Kuwait), nel 1951 (Safaniya, Saudita come Ghawar), nel 1953 (Rumaila, Iraq) e nel 1977 (Cantarell, Messico). Cantarell è il più giovane, ma anche quello che sta declinando più rapidamente. In questo secolo per riserve a oggi accertate avremmo ufficialmente aggiunto al nostro magazzino un solo giacimento *supergiant*, suscettibile cioè di produrre a vita intera più di 5 miliardi di barili. È Kashagan, in Kazakistan. Uno su qualche decina; e tra i primi 20 giacimenti al mondo per produzione nessuno scoperto nel decennio precedente. Detta così, sembrerebbe la certificazione della senilità del petrolio; e quasi la profezia del suo collasso.

Non lo è. Se non esageriamo nell'essere fiscali con la nozione di *supergiant*, non possiamo non riconoscere che Kashagan non è solo. Azadegan e Yadavaran, in Iran, si sono aggiunti nel 1999 e nel 2004. Siamo sicuri che siano «su-

per»<sup>26</sup>; però non ancora quanto, ed essenzialmente per i tempi di accertamento e sviluppo. Le nuove scoperte brasiliane è più che probabile, giusto per non dire che è già certo, che si confermino «super». Qualcuno di loro se sviluppato «scontando alto» potrebbe riuscire a superare il milione di barili/giorno; e anche entro la fine del prossimo decennio. Ciascuno di loro introduce discontinuità nella *creaming curve*; e altri vi si possono aggiungere, con Medio Oriente e Messico che continuano a essere in cima alla lista dei sospetti.

Basta a confutare la scrematura? No; però obbliga a precisarla. Si comincia da quel che è più facilmente visibile, ma anche più facilmente accessibile. E accessibile non dal geologo, ma dal mercato. L'altissimo tasso di esplorazione e produzione degli Stati Uniti è determinato dall'identità territoriale di riserva e, appunto, mercato. L'enorme potenziale esplorativo che residua in Iran (il luogo di due nuovi *supergiant*) è determinato dal mancato sfruttamento passato, al quale non sono storicamente estranee né l'originale distanza dal mercato dell'epoca né la priorità degli *independents* americani sul proprio mercato interno. Oggi il ritardo della ricerca e i limiti alla produzione locale sono di regola addebitati ai vincoli imposti dal Paese all'investimento straniero; insomma all'impossibilità di scremare per limiti politici alla scrematura. Ed è, forse, in parte vero. Però è certamente vero che non c'era quasi nulla, in termini di stato delle conoscenze tecnico-geologiche, che impedisse ad Aioc/Bp durante i suoi 70 anni di presenza nel Paese di cercare Azadegan e i suoi analoghi; e nemmeno di trovarli.

Lo stesso, con qualche adattamento, può applicarsi a buona parte del Medio Oriente; e precipuamente all'Iraq. C'è ancora molto da scoprire in Medio Oriente. Ma poco c'entrano lo stato della tecnica e la *creaming curve*. Il potenziale esplorativo rimasto intatto è figlio della sovrapproduzione e della sovraccapacità produttiva dell'altro secolo. Scremare per grandezza di giacimento se ti fa crollare i prezzi è scrematura in perdita. La *price curve* ha fatto premio sulla *creaming curve*. E dunque fino al 1973 le sette sorelle prima e poi gli stessi Governi locali hanno limitato se non soppresso l'esplorazione per sostenere i prezzi. Che Azadegan arrivi adesso, ti ricorda solo che la curva delle scoperte è anche funzione di scelte e necessità economico-politiche, e non giusto della (relativa) facilità del trovare e produrre. La ricerca nel mondo è stata molto meno che geograficamente uniforme.

Poi ci sarebbero le scoperte brasiliane. Qui il ritardo rispetto al normale ordine di grandezza è tutto tecnico. Tupi, per citarne uno, sta oltre 5000 metri sotto una superficie terrestre che a sua volta sta sotto 2100 metri d'acqua. Fino a una trentina di anni fa, si aveva giusto una vaga idea della possibilità di farci arrivare lo scalpello. C'è poi un'ulteriore complicazione. Tra Tupi e il suolo c'è una coltre salina. Spessa assai. Centinaia di metri. Il sale è più che impermeabile, e dunque è una copertura pressoché perfetta per una struttura; che l'idrocarburo è impossibile che riesca ad attraversarlo e se lo incontra senza potergli scivolare di lato si ferma tutto lì e ha finito di migrare. Il pro-

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

blema è che il sale è, o meglio era (quasi) impermeabile anche alla rifrazione sismica. Te la faceva ritornare bella distorta, e capire cosa c'era sotto era molto più scommessa che interpretazione. Fare un buco per togliersi la soddisfazione di capirlo ti costava, se tutto andava proprio bene, qualche decina di milioni<sup>27</sup>. Sino a una ventina di anni fa, e forse meno, era praticamente impensabile. Il sospetto senz'altro già c'era; ma il sospetto giustifica pensieri e studi, e non investimenti. Poi si è imparato che si poteva far meglio la rilevazione sismica; e a farla in 3D in maniera affidabile; e a riprocessarla eliminando la distorsione. Lo si è «visto» davvero; o quantomeno abbastanza da rischiare l'ingaggio di un mezzo di perforazione (anche lui, per quella profondità d'acqua, novità recente) per andare a verificare. È già storia di questo secolo<sup>28</sup>. Tecnica e invenzione ti hanno disvelato l'invisibile; e una *creaming curve*, che è giusto estrapolazione del passato, non può per definizione né tenerne conto né prevederne le conquiste.

Grandi e anzi grandissime scoperte sono ancora possibili. Anzi si fanno. Però non può essere casuale che si facciano per la maggior parte in luoghi o rispetto a obiettivi geologici in cui la ricerca nell'altro secolo ha subito limitazioni politico-economiche (Kazakhstan perché sovietico; Iran e Medio Oriente in generale perché sempre mantenute al di sotto del pieno sviluppo, ecc.) o derivanti da insufficiente sviluppo della tecnica (*deep* e *ultradeep off shore*, ecc.). Insomma essenzialmente in province del mondo totalmente o largamente inesplorate. Ce ne restano sempre di meno. Poi è vero che si fanno ancora scoperte più che significative in zone più che «mature» dal punto di vista esplorativo, come è successo nel Mare del Nord. In una delle zone più perforate dell'*off shore* un campo da 500 milioni di Boe (Barili di olio equivalente) è stato scoperto «solo» nel 2001. Buzzard è stato perforato in 100 metri d'acqua, e con tecniche convenzionali. Tecnicamente potevano già scoprirlo 30 anni fa<sup>29</sup>; è il più grande nei dintorni; ed è stato pescato per ultimo. Sconvolge l'ordine delle cose? Assolutamente no. Buzzard era un tema geologico ad alto rischio. Un trappolone stratigrafico che richiedeva anche, per immaginarlo colmo di idrocarburi, un po' di pensiero creativo su turbiditi e altre amenità geologiche. Alto rischio<sup>30</sup>. Meglio bucare quelli più piccoli, ma meglio codificati sul manuale. Per anni nessuno si azzarda. Alla fine lo buca un consorzio di società di buona consistenza, ma con nessuna *major* a bordo<sup>31</sup>. Arriva ultimo solo perché a parità di dimensioni in termini di probabilità di successo era il più azzardato. Ti dimostra solo che i *drivers* della ricerca non sono solo tecnici. Che la propensione al rischio è funzione (anche) del prezzo; e che la propensione al rischio minerario (al rischio cioè connesso alla probabilità e dimensione della scoperta) sta forse diventando, nel limite dei mezzi finanziari disponibili, inversamente proporzionale alla dimensione della società che lo affronta.

La *creaming curve* non è una funzione matematica<sup>32</sup>; però racconta con una qualche efficacia il senso della storia. È sempre possibile trovare il porcino

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

più grosso solo a fine giornata, e in un punto del bosco che si era già esplorato a inizio mattina. Però non è la regola; e se lo fosse ci sarebbero da porre in dubbio l'abilità e la professionalità del fungarolo. Potrà avere e avrà le sue eccezioni, ma parlando di petrolio e del suo futuro quella del sempre più piccolo e/o sempre più difficile pare immagine molto somigliante al reale.

Quanto resti ancora da scoprire è poi fortemente aleatorio. La Iea nel suo rapporto del 2008 assume che i 2/3 del petrolio che ancora restano da produrre prima che ci finisca saranno estratti da giacimenti già scoperti; e che solo 1/3 sarà frutto di nuove scoperte (805 miliardi di barili su 2449)<sup>33</sup>. *Time will tell*.

Vecchie riserve rimpiazzano nuove riserve. Il *reserve replacement*, o fattore di rimpiazzo, è il nome che si dà al rapporto tra barili prodotti e nuovi barili messi «a magazzino» (insomma nuove riserve) nel corso dello stesso anno. L'ultimo anno in cui i barili attribuibili a nuove scoperte hanno superato da soli i barili prodotti è stato probabilmente il 1979<sup>34</sup>. Di tutte le «nuove» riserve accertate tra il 1996 e il 2003 il 79% traeva origine da riclassificazione di riserve; e solo il 21% da nuove scoperte<sup>35</sup>.

La riclassificazione poi può avere due origini. La prima è che le riserve sono aumentate perché sono aumentate le riserve. C'erano «in posto» più barili di quanti ne avessimo originariamente contati; e a fattore di recupero invariato ci aumentano proporzionalmente le riserve. La seconda è che a parità di risorse si sia trovato il modo di tirarne fuori di più, e quasi perciò di spremere meglio. I numeri non sono abbastanza trasparenti da riuscire a dirci con precisione quanto, in questi anni, sia stato ricontare riserve; e quanto invece reale miglioramento del fattore di recupero.

Però è facile almeno verificare come spremere di più e meglio da quello che già abbiamo sia diventato più importante che trovarne di nuovo. In termini di organizzazione dell'*industry*, la centralità dell'esplorazione ha ceduto il passo alla centralità della coltivazione. Sino all'inizio degli anni '80, era ancora frequente il riconoscimento al geologo del rango, se non della sacralità, di sacerdote sommo. L'oracolo, esaminata (o forse auscultata) la roccia, ne determinava carico e fattore di recupero. Insomma pronunciava il numero magico. Le riserve recuperabili. Il responso non ammetteva di regola appello o rivisitazione; con la conseguenza che il piano di sviluppo era tarato sulla realizzazione del risultato/numero, e sordo o quasi (anche per difficoltà tecnica di udirli) ai rumori di segno eventualmente diverso che venivano dallo sgomitare dei fluidi in giacimento. Poi ci si è accorti che affinando ulteriormente la conoscenza del sottosuolo (non solo attraverso la sismica, ma anche per esempio attraverso i nuovi strumenti di *logging* via via introdotti), sfruttando le nuove tecniche di perforazione, affinando le prassi di Ior, introducendone di Eor, e quant'altro, le riserve recuperabili sentenziate dalla prognosi iniziale diventavano di regola un obiettivo, se non mobile, mobilissimo<sup>36</sup>. Con almeno due conseguenze. Il frequente declassamento organizzativo del geologo da sacerdote a consulente tecnico<sup>37</sup>, che adesso vanno

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

più di moda gli *engineers*; e soprattutto la sempre più frequente scelta delle società petrolifere di marginalizzare l'esplorazione a vantaggio dell'investire, privo per definizione di rischio esplorativo, nell'ottimizzazione del recupero delle risorse già scoperte.

Quanto resta da spremere? Ancora una volta, saranno prezzo e tecnologia a dirlo. Tecnicamente ne è già recuperabile moltissimo; ma molto non è economicamente privo di freni. Si stima che il *recovery factor* medio abbia raggiunto ormai il 35%; insomma che ci resti sottoterra solo il 65% delle risorse che ci capita di scoprire. E si stima anche che l'aumento di un solo punto del fattore di recupero valga 80 miliardi di barili di riserve in più; al ritmo più o meno corrente, oltre 2 anni di consumi o se preferite il 6% in più di riserve al mondo<sup>38</sup>. Dove poi ci si fermerà tra 35 e 100, una volta di più, *time will tell*. È più che plausibile che al 100% non si vada neanche vicino, che sarebbe come tirare fuori la roccia serbatoio dai visceri della terra e mettersi a spremela. Qualcuno sostiene che la barriera del 50%, e non come media ma in pratica per singolo giacimento, non sia valicabile<sup>39</sup>. Però giusto per fare esempi Forties, uno dei maggiori giacimenti del Mare del Nord inglese, ha un obiettivo annunciato del 65%; e nel settore norvegese questo traguardo è già stato superato a Stafford<sup>40</sup> e Oseberg<sup>41</sup>. A Ekofisk nel 1971 diagnosticavano un *recovery factor* del 17%, e nel 1984 avevano rivalutato le riserve a un miliardo di barili; oggi il fattore di recupero è proiettato oltre il 55%, e le riserve sono lievitate a 3,3 miliardi<sup>42</sup>. Le tecniche di liberazione del petrolio dalla prigione del suo poro crescono e si perfezionano. Lo si prova a spingere, ad alleggerire, a diluire; e persino si coltivano batteri che lo modifichino in forme più consone alla risalita<sup>43</sup>. Dove si arriverà non è ancora tempo per dire.

Tra 35 e 100 il fattore di recupero può fermarsi in tantissime caselle<sup>44</sup>. Quel che conosciamo oggi ci fa immaginare che da 35 non si allontani troppo; però anche che è molto difficile, se non impossibile, che si fermi sul 35. Se poi come qualcuno pensa fosse realistico ritenere di arrivare a 50<sup>45</sup>, significherebbe che abbiamo raddoppiato le riserve su cui diciamo oggi di far conto.

### Quel che resta

Quanto dura? La risposta è difficile che sia più di un'impressione. Si potrebbe partire, in prima approssimazione, dalla *reserves/production ratio*; che è il rapporto che ci dice quanti anni tiriamo avanti con le riserve già classificate tali all'attuale ritmo di consumo. Sulla base dei consumi del 2007, si stava sulla quarantina d'anni<sup>46</sup>, contro la sessantina del gas naturale<sup>47</sup>. Il rapporto riserve/produzione però ti dice poco. Le riserve aumentano con le scoperte e le rivalutazioni; e la produzione è funzione della domanda. Al massimo ti dà perciò un segnale di priorità. Insomma se continuiamo così ci finisce prima il petrolio del gas; e lunga vita tocca solo al cugino carbone, che a questi ritmi un altro paio di secoli li regge abbastanza.

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

Sarebbe già tanto farsi un'idea condivisa su quanto ne resta. Per adesso la concordia è su quanto già ne abbiamo prodotto. Un po' più di 1100 miliardi di barili alla fine del 2007. A quella data, il conto delle *reserves* che restavano come risultanti dai più diffusi report annuali variava dai poco più di 1100 miliardi di barili della stima Eni agli oltre 1300 della stima «Oil & Gas Journal», con le previsioni tra gli altri di Opec e Bp che ci stavano in mezzo. Il terzo addendo, e cioè la stima delle riserve future derivanti da *reserve growth* e da nuove scoperte, viaggiava come visto in versione Iea a sua volta attorno ai 1200 miliardi. L'idea generale è che si sia prodotto la metà di quel che si è scoperto; e 1/3 di quel che alla fine dovrebbe essere producibile.

C'è chi critica aspramente questi numeri, ritenendoli esagerazione. Colin Campbell, che è un po' l'oracolo della critica, stima per esempio le riserve residue a fine 2005 in 791 miliardi di barili, contro i 1200 di media degli altri report<sup>48</sup>. La differenza di stime si fa clamorosa quando si passa allo *yet to be found*, e dunque alle riserve ragionevolmente ipotizzabili da nuove scoperte. Gli 800 (circa) miliardi Iea si confrontano con i 142 miliardi di Campbell. Sulle aspettative di *reserves growth*, leggi essenzialmente del migliorare i *recovery factors* oggi attesi, vince infine Iea 400 a 0.

La critica coinvolge anzitutto l'affidabilità del dato relativo alle riserve già esistenti. Il dato-riserve è in effetti di derivazione meno che omogenea; e in molti casi di non agevole verificabilità diretta. Le riserve di una società quotata, via Sec, hanno un buon grado di verificabilità. Quantomeno perché la regola è sanzionabile, e dovrebbe indurre alla prudenza (il caso Shell, visto che l'hanno sanzionata, è in questo senso l'eccezione che conferma, appunto, la regola). Libera poi la società quotata di essere più realista del re, e di sottostimare nel limite della decenza le riserve quanto le pare. Non v'è obbligo di rappresentarle «giuste», ma solo divieto di rappresentarle in eccesso; ed è più che frequente che una società, per preservare margine al calcolo nei successivi esercizi dei propri indici di *performance*, possa decidere di diluire nel tempo la rappresentazione del proprio patrimonio<sup>49</sup>.

Quando sono quotate, dunque, dovrebbero darci stime tendenzialmente conservative. Il problema è che un 65% delle riserve, tra cui praticamente tutte quelle mediorientali, fa capo a Noc's che ne autoregolano stima e metodologia di valutazione. Si portano dietro un problema di trasparenza e di controllo. Qualche volta contribuiscono a dare segnali di propria inaffidabilità; come è stato quando, negli anni '80, quasi tutti se le sono improvvisamente raddoppiate nel volgere di una notte, e poi qualcuna di loro ha prodotto per anni senza variare di un solo barile, all'insù o all'ingiù, le proprie riserve residue<sup>50</sup>.

Il raddoppio aveva motivazioni commerciali, e non tecniche. Le quote Opec dei singoli Paesi si negoziavano precipuamente in base alle riserve; e dunque raddoppiato uno raddoppiarono tutti<sup>51</sup>. Però una base per farlo ce l'avevano<sup>52</sup>. Venivano da 40 anni di sette sorelle; e dunque da decenni dove in

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

materia di rappresentazione di riserve l'estremo pudore era la regola. Nell'età della sovrapproduzione il barile potenziale nei limiti del possibile lo devi nascondere, se non vuoi che lo sciecchio ti obblighi a produrlo. Un regime di *posted price* significa che le sue *revenues* sono sensibili giusto ai volumi, e non ai prezzi; e se poi il «mercato» te lo paga meno, la differenza è tutta a carico tuo. Meglio tenerlo nascosto, e bene, sottoterra.

Dire che hanno rimesso a libro quello che le sorelle avevano nascosto fa più romanzo che assicurazione. Però da allora qualcosa si è potuto controllare. Dal raddoppio notturno sono passati più di 20 anni. Gli andamenti della produzione li abbiamo potuti grosso modo misurare; e con qualche più e qualche meno non abbiamo riscontrato profili e declini incompatibili con le riserve rivalutate.

L'informazione è sempre meno che perfettamente trasparente; però abbastanza da consentirci di conoscere, seppur con qualche ritardo, dubbio e incertezza, tecniche e programmi di perforazione. Il grande dibattito sull'agonia presunta di Ghawar<sup>53</sup>, per paradosso, è la riprova di come la disponibilità di informazione si stia facendo (quasi) ricca<sup>54</sup>.

Buona parte delle valutazioni di oggi sono basate sullo studio seminale compiuto dallo United States Geological Service (Usgs) nel 2000<sup>55</sup>. Una quindicina d'anni *dopo* cioè l'autopromozione mediorientale. La metodologia è per lo meno nota<sup>56</sup>. Si sono nel frattempo accumulati *database* sviluppati da società petrolifere e di consulenza; e moltiplicati studi e rapporti indipendenti e aggiornamenti di varia fonte sulle singole situazioni-Paese. Esistono ancora grandissime diversità di classificazione e valutazione; problemi d'accesso all'informazione diretta; carenze gravi nella generalizzazione di sistemi di *audit* o anche solo nella loro estensione ad alcune delle maggiori Noc's. Però una confluenza di massima sui numeri da parte dei più diffusi report esiste; e l'idea che manchino all'appello 300-400 miliardi di barili (grosso modo un 30%) rispetto a queste stime è allo stato, oltre che minoritaria, anche tutta da provare.

Il resto è divergenza sul potenziale esplorativo e sul potenziale di miglioramento del potenziale di recupero. Lì non abbiamo «prova» che i numeri condivisi siano «giusti»; e sospetto che come con tutte le proiezioni non ce l'avremo mai. Quanto hai aggiunto lo sai sempre solo dopo avere aggiunto. Accontentiamoci del fatto che sino a oggi, anno dopo anno, le riserve rimaste sono cresciute anziché diminuire; insomma, del fatto che sino a oggi ci è riuscito di rimpiazzare quel che consumavamo<sup>57</sup>. Ci dovrebbe dare la ragionevole convinzione, o forse credenza, che qualcosa da aggiungere ci resti. Per converso, abbiamo qualche indizio del fatto che i numeri di Campbell possano già in parte essere superati dalla storia. In termini di nuove scoperte, basta forse Tupi; e in termini di *recovery factor*<sup>58</sup>, l'idea per esempio che la CO<sub>2</sub> iniettata in giacimento non spiazzi qualcosa che altrimenti non si sarebbe mosso mi fa un po' a pugni con il senso comune. Poi qui nulla è scienza e-

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

satta; però è quasi impossibile negare un potenziale di miglioramento. Di quanto, una volta di più, diranno la capacità concreta di migliorare ancora<sup>59</sup>; e i prezzi.

Qual è poi il senso dei numeri più condivisi? Visti distrattamente, ti fanno chiedere dove sia il problema: 1/3 me lo sono bevuto; 1/3 l'ho a magazzino; 1/3 lo troverò. Per la crisi chiamate mio nipote; o forse i suoi figli. Poi però provi a fare i conti con la distribuzione temporale di quello che apparentemente c'è. Il primo terzo ce lo siamo bevuto in 150 anni. Gli altri 2/3, ai tassi attuali, ti finiscono in meno di 120. La parola chiave è «attuali». *Population, affluence, technology*. Stessa popolazione, stesso Pil, stessa tecnologia. Non è mai successo. Non succederà mai. Vent'anni fa consumavamo meno di 70 milioni di barili/giorno, adesso grosso modo 85, ed Eia<sup>60</sup> e Iea<sup>61</sup> ci rappresentano concordi un'aspettativa di crescita dei consumi dell'ordine di poco più dell'1% all'anno; che detto così non fa impressione ma nel caso-base Iea vuol dire nel 2030 già 106,4 barili/giorno invece di 85. Vai avanti in progressione e i quasi 120 anni ti diventano meno di 80. Infinite varianti sul modello. Da 6 miliardi e mezzo diventiamo 10 e (felicità?) il Pil ci cresce oltre il previsto e la tecnologia applicata ai trasporti non ci abbatte significativamente i consumi, ed eccoci scesi a 50. All'estremo opposto se andiamo in depressione lunga e la smettiamo di far figli superiamo tranquilli il secolo. Qualche rivolta civile, qualche governo militare, ma il petrolio ci dura di più. La depressione come *conservation*.

Detta così è giusto uno scherzo. O magari teoria dei giochi. 1/3-1/3-1/3 è poco più di un *educated*, e forse nemmeno troppo *informed, guess*. A me pare (se non stiamo parlando solo di petrolio «convenzionale», su cui ritorneremo) tendenzialmente sottostima; e ad altri può sembrare altrettanto legittimamente pesante sovrastima.

Non sono questi, o comunque non sono solo questi i numeri che ci fanno la differenza. Da più di 100 anni in America, di 50 in Europa, e da poco più di adesso in Asia noi stiamo evolvendo e omogeneizzando (globalizzando?) un modello di sviluppo basato sulla mobilità diffusa e a basso prezzo delle persone e delle merci. Con la nave rendo (quasi) indifferente il prezzo di trasporto di un oggetto dalla Cina all'Europa o all'America rispetto al suo costo di produzione o al suo prezzo finale. Con il trasporto su gomma rendo (quasi) indifferente il prezzo di trasporto di un'insalata belga o siciliana rispetto al prezzo finale a Milano comparato a quello dell'insalata lodigiana (se ancora esiste). Con aereo e automobile rendo (quasi) indifferente la distanza da casa a una spiaggia europea o caraibica ai fini della mia scelta vacanziera. Con l'automobile rendo (quasi) indifferente al mio reddito il costo del trasporto associato alla scelta tra vivere vicino all'ufficio, in periferia o in campagna (che poi non dipende in realtà dal mio scegliere; ma questo è un altro tema). Il numero utile dovrebbe consentirci di stimare il carburante, e non giusto il petrolio, che ancora può essere messo a disposizione del modello.

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

Il petrolio è stato ed è il Signore della portabilità; o, se volete, del *point to point*. Il che non è dovuto né al fatto che si chiama petrolio né indissolubilmente alla sua composizione chimica o alle sue caratteristiche petrofisiche. Ma solo, per ripeterci, al fatto che è energeticamente denso. Oltre a questo è anche liquido; che non è una condizione necessaria alla portabilità, ma ha dato forma (e serbatoio) a tutti gli strumenti di conversione cui si applica. Insomma allo stock della maggior parte dei mezzi con cui muoviamo persone e merci. Se c'è dell'altro di altrettanto o quasi liquido e denso e non ci obbliga ad aspettare che i pronipoti di Diesel inventino un motore – o equivalente diavoleria – affatto nuovo, dal punto di vista della nostra vita e del nostro modello di sviluppo nulla osta ad aggiungerlo alle riserve di petrolio e a calcolarlo assieme. E di aggiungere i suoi numeri a questi.

I carburanti vegetali, per esempio, ti minimizzano e in alcuni casi persino annullano l'imperativo di cambiare motore. Io sono per la priorità del cibo. Però provate a immaginarvi uno scenario da favoletta (e forse, per qualcuno, da incubo). Un Ogm con una resa esponenziale rispetto a tutto ciò che conosciamo. E magari pure *politically correct*, nel senso che non c'è modo che si diffonda o sparga o mescoli per vento erosione falda o quant'altro al di fuori del perimetro seminato. Magari non lo mangiate perché comunque vi preoccupa. Però nel motore è tutt'altra cosa. Se funziona possiamo scegliere tra chiamarlo petrolio, o smettere di occuparci di petrolio.

Tutto quel che è energeticamente denso può fare da petrolio; e al momento per come siamo infrastrutturati perché serve è meglio che sia liquido. Oltre al vegetale c'è anche dell'idrocarburo di solito non chiamato petrolio che può servire alla bisogna. E che l'uno sia (più o meno perfettamente) sostituibile all'altro comincia già a percolare per classificazioni e definizioni. Una volta era giusto olio di pietra. Adesso qualcuno mette assieme tutto quello che è etichettabile come idrocarburo liquido; e altri sono già a quello che è liquido *tout-court*. Comparando i numeri, per esempio, dei rapporti Iea ed Eia vi accorgete che non coincidono perfettamente. Sin qui è solo normale, anche perché la divergenza non è particolarmente significativa e sono due distinte e autonome fonti. Però anche lavorando sugli stessi dati il risultato resterebbe difforme. Perché Eia ha ormai fatto il passo finale, e infila nella scatola *liquid fuel* anche il vegetale. Quando vi riferiscono la stima della produzione mondiale di petrolio fatta da Eia ricordatevi che oltre all'olio di pietra c'è dentro anche l'olio di palma, e insieme all'etanolo e a quant'altro. Iea non ci è ancora arrivata; ma come Eia ci infila tutti i liquidi prodotti tali o anche tali diventati a seguito di trasformazione di altri minerali. Il petrolio prodotto secondo la definizione Iea comprende anche il petrolio di Fischer-Tropsch, e dunque la produzione dell'anno di *gas to liquids* (Gtl) e di *coal to liquids* (Ctl). Comprende i Gpl, che vi sono considerati come nati «già» petrolio. Comprende anche prodotti degli idrocarburi che vanno sotto nomi quali *extra heavy oil*, *tar sands*, e *oil shales*. Ultrapesante, sabbie e scisti. Il nocciolo duro di

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

tutto quello che, con terminologia di rara imprecisione, viene spesso indicato come petrolio non convenzionale. Ci servono anche i suoi numeri per mettere assieme il numero, e magari farci pure un'idea di quel che rappresenta. Al netto o al lordo dei vegetali, la domanda non è quanto petrolio ci resti; ma quanto carburante liquido ad alta densità energetica (e mi rendo conto che detto così è molto meno sexy), e a che prezzo.

## Unconventional

Un po' del bailamme che gira attorno alle riserve è anche di natura definitoria. Se definisco in senso molto stretto un qualche «*regular conventional oil*»<sup>62</sup>, escludendo dalle sue statistiche le scoperte e la produzione in mare profondo, e tutto il greggio più pesante di 17,5 gradi Api, e tutto il non convenzionale, e i Gpl, e magari ancora qualcos'altro è più che probabile che mi sia riuscito di definire una categoria che, appunto, sta per finire o esaurirsi. Se però tutto quello che escludo cresce in contemporanea alla decrescita di ciò che includo, e se entrambi servono alla stessa cosa, la mia informazione statistica rischia di diventare distorsiva. La notizia che i tacchini incontrano misteriose difficoltà riproduttive può essere seriamente preoccupante per il bilancio alimentare mondiale. Se però si accompagna alla notizia dello straordinario accrescersi della fertilità dei polli l'allarme può decadere a curiosità veterinaria.

Proviamo ad andare categoria per categoria. Che differenza petrofisica c'è tra il greggio che trovo a terra e quello *off shore*, per profondo che sia? Assolutamente nessuna. Poi capita che quello in mare «costi» (anche molto) di più. Dà quasi una rappresentazione visiva della fine del *cheap oil*. La storia comincia con due cinesini che saltano sul bilanciere. E poi ha mandato in scena piattaforme di produzione da 800.000 tonnellate lorde<sup>63</sup>. Se costa troppo restano risorse; se no diventano riserve. Ma di petrolio uguale a qualunque altro. Grande viaggio. Diagenesi, metagenesi e ritorno. È convenzionalissimo petrolio, semmai prodotto in casi estremi con mezzi non convenzionali. E difatti buona parte del (presunto) potenziale dell'Artico non entrava sin di recente in alcun report giusto perché nessuno era ancora sicuro di avere capito come ci si arriva<sup>64</sup>. Però se quello che è o può essere riserva lo separo a fini statistici dal «petrolio convenzionale» rischio di far dire alla statistica che negli ultimi anni non ci sono state scoperte in Brasile. Parrebbe meno che accurato.

Il resto è un po' petrofisicamente diverso; però è giusto comunque contarli assieme al petrolio e chiamarlo tale sia per identità di destinazione sia per uso finale in quanto liquido. È vero che i Gpl nascono assieme al gas naturale. Però se ne separano subito, non entrano nel tubo e fanno un'altra vita. Poi potete contarli dove volete; purché sia però chiaro dove sono. Statisticamente toglierli o metterli via cambia, appunto, la statistica. Iea vi dice che nel 2007 la produzione di «oil» è stata di 82,3 milioni di barili/giorno; e potrebbe essere *misleading* non sapere che dentro ci conta 10,5 milioni di Gpl.

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

Negli 82,3 milioni ci sono anche 1,6 milioni/giorno di petrolio «non convenzionale», di cui 1,2 attribuibili alla produzione canadese da sabbie. E ci sono anche, inclusi senza distinguerli nei 70,2 milioni di «normale» *crude oil*, 600.000 barili/giorno di *extra heavy* venezuelano. E anche, pure indistinti, un po' di barili di *deep off shore*. Quasi il 13% del *crude oil* è in realtà gas di petrolio liquido (Gpl); e quasi il 3,5 è petrolio che la definizione ristretta chiamerebbe *unconventional*. Qualche pollo sembra aver cominciato a mescolarsi ai tacchini. Se poi qualche purista volesse scorporare dalla definizione di petrolio anche i condensati, che sono idrocarburi allo stato liquido in superficie ma mescolati con il gas e perciò gassosi in giacimento, la somma ci farebbe comodamente superare di qualche punto il 20%. Alle definizioni puoi far dire quello che vuoi. Però non sembra utilissimo dire che oltre un quinto del petrolio che quotidianamente usiamo non è petrolio.

Gli *extra heavy* e i *tar sands*. Gli ultraviscosi. Dai 10 gradi Api in giù. Quasi solidi. Il risultato nella maggior parte dei casi della biodegradazione del petrolio. Lui s'era fatto il Grande viaggio, era uscito nella maggior parte e come da regolamento in piena finestra a olio, e se ne era per quanto possibile tornato su<sup>65</sup>. Solo che poi gli si è degradato il tetto, ovvero la copertura; oppure gli è arrivata da sotto acqua non proprio distillata. Credeva di essere prigioniero ma al sicuro; e invece da qualche parte, fosse sopra o sotto, i batteri sono riusciti ad arrivare e a privarlo delle sue frazioni più leggere. A biodegradarlo, appunto, riducendolo a materia bituminosa. Uno dei risultati è che a cercarlo non si corre quasi nessun rischio esplorativo. Se c'è, praticamente si vede. Insomma è facile contare le riserve; e poi il problema è trasformarle in riserve. Però né le une né le altre sino a oggi nessuno le ha contate bene, anche perché piccolo oltre a non essere bello non è neanche commerciale. Eia, ai fini del suo Outlook 2008, assume 2300 miliardi di *extra heavy* e 2400 di *tar sands*; ma troverete con facilità riferimenti a volumi vaganti tra i 2000 e i 6000 complessivamente. Per adesso si è tutti coscienti di avere ancora un limite tecnico, oltre che economico, alla producibilità; ed è inutile stare a chiedersi quanto esiste oltre al producibile. Però se applico un fattore di recupero del 10% alle riserve stimate, mi ritrovo sia in Canada che in Venezuela con riserve grosso modo pari a quelle oggi accreditate all'Arabia Saudita. Se non è una «grandiosa revisione del numeratore»<sup>66</sup> del rapporto riserve/produzione ci va comunque quasi vicino.

Il tema è per metà tecnologico, ovvero di prezzo; e per metà ambientale, o se preferite di sostenibilità. L'*extra heavy* ha sulle sabbie un piccolo potenziale vantaggio. Pochissimo, ma si muove. Con pozzi orizzontali e altri artifici, magari non un 10% ma almeno un 5 da certe aree dovresti poterlo portare via per dinamiche «naturali»; o come si dice «a freddo». Sabbia sino a poco tempo fa niente. Si produceva solo in miniera a cielo aperto. *Open pit*. Ruspa e camion. Due non piccoli svantaggi. Così si può portare via solo sino a 70 metri di profondità. Grosso modo, vuol dire l'accessibilità di non più del 20%

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

delle sabbie. Poi bisogna separare il bitume dal resto. Serve acqua, e tanta. E ci vogliono comunque 2 tonnellate di sabbia per fare un barile di petrolio. Con l'ulteriore inconveniente che le due tonnellate di sabbia, dopo che ci hai tolto il bitume, devi trovare un qualche posto dove (ri)metterle. Adesso però si fa anche diverso. Fluidifichi, con varie tecniche<sup>67</sup>, il bitume riscaldandolo (essenzialmente con vapore). Una volta che è fluido, riesci a portarlo via e a lasciar lì il resto delle sabbie. Le chiamano tecniche *in situ*, proprio perché la separazione avviene sul posto. Il più efficiente a oggi dei sistemi di riscaldamento con vapore<sup>68</sup> è già almeno marginalmente più economico dell'*open pit*; ma se da un lato ti consente di andare sotto i 100 metri di profondità, dall'altro non può praticamente essere utilizzato al di sopra. In entrambi i casi bisogna ulteriormente trattare il bitume con idrogeno per farne *syncrude*<sup>69</sup>, oppure comunque diluirlo con dei leggeri; perché allo stato originario è appunto bitume, e non riesci a metterlo né in un tubo né in un serbatoio. La viscosità si misura in centipoise (cP). Un greggio di grado Api superiore a 22 è a meno di 100 cP; un *extra heavy* venezuelano di 10 gradi Api è a 10.000 cP, e il bitume sotto i 10 gradi va per multipli di 10.000. Se volete farvi un'idea del limite dell'estrazione a freddo e della difficoltà di trasporto, basta ricordarsi che il ketchup sta mediamente attorno ai 30.000 cP. Auguri al tubo.

Tra sconvolgimenti della terra necessari a produrlo e poi a ripristinare i suoli, e dispieghi tecnologici comunque imposti dalla necessità di lavorare «a caldo», la prima impressione sarebbe che almeno i bitumi costino troppo per mai poter aspirare al ruolo di «riserva». E invece già nel 2007 dalle sabbie canadesi sono stati estratti l'equivalente di 1,2 milioni/giorno di barili di petrolio; e stima già in 175 miliardi di barili il volume comunque producibile economicamente nell'attuale stato della tecnica<sup>70</sup>. A un costo di produzione che nel 2005 non superava i 34 dollari per barile di *syncrude* prodotto<sup>71</sup>. Gli *heavy* venezuelani sono per ora fermi a 600.000 barili/giorno; però forse c'entra più Chavez che la loro capacità di farsi riserva. Al netto di Chavez, a un certo punto verrà comunque meno la possibilità di produrli a freddo; e per produrre un po' di quel 90% abbondante di materia incapace di muoversi da sola bisognerà molto probabilmente anche lì cominciare a scaldare. Per tacere d'altro, aumenteranno i costi del produrre; che oggi e a freddo sono assai più bassi di quelli del bitume<sup>72</sup>. Però a freddo possono andare ben oltre i barili di oggi; e se a caldo ci stanno dentro i bitumi, per loro dovrebbe essere anche più facile. Questione di prezzo.

Il «liquido non convenzionale» comincia ad avere una sua rilevanza. Iea stima che solo dalle sabbie canadesi possa nel 2030 arrivare una produzione pari a 5,9 milioni di barili/giorno<sup>73</sup>; che in termini di capacità di sostituzione del convenzionale che invecchia significa una produzione superiore a quella che oggi ci viene da Ghawar. Sullo sfondo, e quasi in soccorso, si ricomincia poi a intravedere l'araba fenice. *Oil shale*. Petrolio di scisto. Che non è petrolio in senso proprio; ma solo cherozene. Il Grande viaggio l'ha incomin-

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

ciato; ma si è fermato presto. Giusto una riscaldatina. Lui si è fermato alla diagenesi. L'*oil shale* deriva da una roccia sedimentaria che contiene una percentuale apprezzabile di materiale organico (fino al 40%) ancora praticamente allo stato solido; un antecedente verrebbe da dire termico del petrolio e che non si è cotto abbastanza per riuscire a diventarlo. Quanto *oil* se ne possa fare per ora nessun lo sa; anche perché non è (ancora) oggetto di desiderio. Recentemente si è scritto di un potenziale in termini di risorse di oltre 10 miliardi di barili; che starebbe comunque a indicare che ci sono in terra più risorse ferme alla diagenesi che di quelle arrivate in metagenesi senza poi biodegradarsi; o, se preferite, più petrolio da cherogene che petrolio da petrolio<sup>74</sup>. Un dato interessante è che dei barili di risorse contati sino a oggi 6 su 10 sarebbero negli Stati Uniti<sup>75</sup>. Se confermato non sarebbe statisticamente stupefacente, visto che gli Stati Uniti sono probabilmente l'unico posto dove si siano provati a contarli seriamente (dove il dubbio che il dato globale possa essere in conseguenza sottostimato). Però è di una qualche potenziale rilevanza politica. Perché anche secondo le stime più conservative, e che darebbero per «certi» solo circa 3000 miliardi di barili di risorse<sup>76</sup>, starebbe a dire che a producibilità confermata scisti indigeni e bitumi canadesi potrebbero se sviluppati restituire (o quasi) autosufficienza energetica agli Stati Uniti. Se l'idea si diffonde, non è difficile prevedere un inasprirsi del conflitto tra petrolieri che vorranno produrre in nome della *national security*; ed ecologisti che vorranno tenerlo sottoterra in nome dell'ambiente. Auguri all'Amministrazione che se lo dovrà gestire<sup>77</sup>.

Si potrebbe pensare che il conflitto è giusto pensiero. Se nel 2010 ancora da *shale* non si produce, è perché comunque deve esserci un qualche limite tecnico che impedisce di spremere fuori. Il limite c'è, ma sino a oggi è stato solo il prezzo. Abbiamo notizia che la roccia in Svezia la arrostissero già nel XVII secolo. In Francia e poi soprattutto in Scozia cominciarono a farci illuminante nel XIX secolo. A ogni allarme per la fine del petrolio se ne riparla, come avvenuto negli anni '20<sup>78</sup> e poi negli anni '80; quando dopo lo shock Exxon si lanciò in un grande programma di sviluppo e produzione che dovette poi precipitosamente abbandonare per l'ostinazione del petrolio (quello originale) a non finire e soprattutto a non aumentare mai abbastanza di prezzo in maniera stabile<sup>79</sup>. Così era già andata in Scozia, dove pure prima di smettere del tutto erano arrivati a 4 milioni di tonnellate/anno di produzione e al tempo delle scelte di Churchill qualcuno aveva sostenuto che il petrolio iraniano ne avrebbe danneggiato lo sviluppo<sup>80</sup>; e sta andando in Estonia, già maggiore produttore mondiale con una produzione massima di 30 milioni di tonnellate (1980)<sup>81</sup>. Per carità, poca cosa, che al massimo e per pochissimo la produzione mondiale è arrivata sopra il mezzo milione di barili/giorno (che però vuol comunque dire che nel mondo da scisto nel 1980 si produceva liquido come nel Venezuela da *extra heavy* nel 2007); ma è la dimostrazione che da tempo si sa fare, e che l'hanno fatto quasi solo in autarchia e appena po-

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

tuti accedere con stabilità al petrolio hanno chiuso senza perderci troppo tempo. La riserva è ritornata risorsa. Questione di prezzo.

Produrre *oil shale* non è semplice. È solido; e non è cotto. Il che significa che devi rimediare tu artificialmente alla metagenesi perduta e farlo scindere in molecole più semplici. Cuocerlo, insomma; però senza ossigeno, che deve decomporsi e non bruciare, ma con un procedimento di pirolisi. Fino a un po' di tempo fa l'unico modo era tirare fuori la roccia per intero e «scaldarla» in superficie. Il calore vaporizza la materia organica; e la distillazione del vapore (*retorting*) consente di ottenere idrocarburi sintetici, *oil shale* e *gas shale*. Poi ci si è incominciati a concentrare sulle tecniche *in situ*. Icp, In situ Conversion Process. A cercare cioè il modo di tirare fuori direttamente il petrolio lasciando lì la roccia. Però non è giusto una scaldatina per diluire, come con il bitume. È pirolisi per decomporre, insomma farlo «maturare» da cherogene a petrolio. Praticamente metterlo in incubatrice, però sottoterra<sup>82</sup>. Per dare un'idea. Shell. Mahogany Project, Colorado<sup>83</sup>. Prima di tutto, isolare l'area di produzione, per evitare inquinamenti o contaminazioni soprattutto di falde acquifere. *Freeze wall*. Si scavano tanti pozzi in cui si fa circolare liquido refrigerato per creare un effetto «muro di ghiaccio» che isola l'area di operazioni e impedisca la contaminazione delle falde acquifere limitrofe. Poi tanti pozzi iniettori, di regola orizzontali, per scaldare l'ambiente con la circolazione di vapore. Dopo 3 o 4 anni di incubatrice e arrivato a 350-400 °C il cherogene dovrebbe infine essere maturo, e tornare su attraverso i pozzi produttori.

Dà l'idea che costi tanto da non poterlo mai permettere. Non è (forse) così. Shell dichiara di poterlo fare economicamente per prezzi del barile superiori a 30 dollari (2006). Si riserva di confermarlo dopo il 2010, finito l'esperimento pilota e in dollari rivalutati. Stime indipendenti valutano che a seconda del tipo di tecnica e risorsa si possano oggi prevedere costi dentro una (larga) forbice che va dai 38 ai 62 dollari; e che comunque i 60 dollari (2009) del barile «normale» segnerebbero una «*good economic feasibility for an oil shale industry*»<sup>84</sup>.

Se non ci siamo, quasi. Un grandissimo potenziale di aumento delle riserve ormai a portata di mano. O almeno sembrerebbe. Il problema è che non sono più in gioco solo i costi diretti. Produrre un barile da bitume richiede da 2 a 4,5 barili d'acqua; e farlo da *shale* in media quasi due. Produrre un barile da bitume ti fa immettere in atmosfera da 2 a 3 volte la CO<sub>2</sub> che si immette con procedimenti di estrazione tradizionale<sup>85</sup>; ed è una produzione di CO<sub>2</sub> che grosso modo equivale alle emissioni di un barile prodotto da *shale in situ* – mentre quello prodotto *ex situ* arriva a quattro volte l'emissione connessa all'estrazione di petrolio convenzionale. Ti fa venire qualche pensiero; che ti si aggrava all'idea che poi c'è anche da risistemare tutto quello che avanza dopo il trattamento *ex situ*, e che nel caso della *shale*, a causa degli effetti del riscaldamento, ha tra l'altro un volume superiore a quello che aveva al momento della sua estrazione.

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

È la novità del moderno. Le riserve non sono più funzione solo del prezzo. Ma anche della politica; o, se volete, del consenso. Sospese tra prezzo e sostenibilità. O meglio tra prezzo e costo percepito. L'idea e attraverso la nozione di esternalità<sup>86</sup> anche il tentativo di quantificare il danno (dall'immissione in atmosfera al degrado ambientale locale a quant'altro) il cui costo, ricadendo sul pubblico, non è incorporato nel prezzo. E che se lo fosse, potrebbe in ipotesi rendere anche economicamente insostenibile la trasformazione della risorsa in riserva, e poi in carburante. Non è, e non sarà un tentativo né semplice né scontato. Anche perché un carburante che consegna al fisco il 60% del suo prezzo di vendita una qualche esternalità la sta già forse incorporando.

In parallelo c'è una questione di efficienza, o meglio di resa energetica. Energy Returned On Investment; o Energy Returned On Energy Invested (Eroi o Eroi). Il rapporto tra energia impiegata per produrre energia ed energia ricavata dalla produzione. La nozione di Eroi nasce come teoria macroeconomica<sup>87</sup>; ma non come teoria dell'economicità. Il fatto che l'Eroi sia inferiore a 1, e dunque che l'energia impiegata sia superiore all'energia prodotta, è certo un indizio; ma non significa *di per sé* che l'attività avrà anche un saldo economico negativo. Magari sarà testimonianza della capacità di contributo umano all'accelerazione dell'esito della seconda legge della termodinamica; ma come attività economica potrebbe ancora *make sense*.

Posso provare non solo simpatia ma anche fascinazione davanti all'idea di liberarmi del Pil come indicatore di ricchezza e di riorganizzare la mia scala di costi assumendo come metro di valore e preferenza la bassa o alta entropia delle mie opzioni. Insomma all'idea di riscrivere l'economia a partire dalla termodinamica<sup>88</sup>. Oggi però nelle nostre transazioni quotidiane non è scritta così. L'alta entropia può ancora accompagnarsi ad alti margini. Non ci si può cullare con l'idea che è negativo, e dunque non si farà. Il prezzo che sono disposto a pagare non è funzione solo della quantità di energia che compro; ma anche della sua qualità, incluse le forme e le modalità della sua consegna. La diversa qualità può generare differenziali di prezzo che rendono economicamente conveniente la produzione a saldo energetico negativo; e il calcolo dell'Eroi ignora la qualità<sup>89</sup>. Il calcolo poi è limitato alla produzione di energia primaria; e non potrebbe essere altrimenti, posto che i processi di conversione a energia secondaria sono in quanto conversioni necessariamente a saldo negativo. Ma possiamo ancora distinguere rigidamente i due processi? Se faccio *syncrude* da sabbie calcolo l'Eroi; se lo faccio da *gas to liquids* no. Il prodotto però è lo stesso; la produzione di Gtl presa in isolamento ha sicuramente, e contrariamente alle produzioni da sabbie, saldo negativo; e se ho «bruciato» gas per fare petrolio è perché l'energia residua sotto forma di petrolio me la pagano di più dell'energia originaria in forma di gas. *Entropically economic*. Puoi politicamente negare il tuo consenso per ragioni di entropia (cosa per cui l'Eroi ti può essere strumento indispensabile); ma

## IL PETROLIO CHE CAMBIA

non puoi economicamente sognare che nelle condizioni dell'oggi esista comunque un rapporto necessario di proporzionalità inversa tra entropia ed economicità.

Nel caso di bitume e cherogene, peraltro, l'Eroi non è negativo; o almeno non sembra. Una stima forse conservativa relativa alle sabbie le colloca tra 5,2:1 e 5,8:1. Per l'*oil shale* la stessa fonte propende per 1:1; ma sconta l'annuncio di Shell di puntare per il proprio progetto almeno a un 3:1<sup>90</sup>. Entrambi possono migliorare. In parte autoalimentando i processi energetici necessari alla loro produzione; e soprattutto attraverso l'ottimizzazione della quantità di energia termica necessaria ai processi e la riduzione della sua dispersione. L'acqua che si usa e lo stesso costo di produzione sono anzitutto funzione del calore prodotto e consumato; e su questo qualche margine di miglioramento già lo si vede<sup>91</sup>.

Non sarà direttamente un problema di Eroi, verosimilmente, a condizionare lo sviluppo. Ma direttamente e verrebbe da dire politicamente un tema di sostenibilità. Che poi è il tema in cui confluiscono o dovrebbero confluire i conti dell'esternalità e dell'Eroi. In quanto conti che aiutano alla presa responsabile di una decisione pubblica. Premesse e supporti di una politica; e non complementi di un prezzo.

I limiti tecnici ed economici alla trasformazione da risorse in riserve e poi in produzione di una quota significativa di *extra heavy, tar sands*, e persino in progresso di tempo *oil shale* sono in parte rimossi, e sono ulteriormente rimovibili. *Extra heavy* e bitumi danno già un contributo apprezzabile ai nostri consumi di «petrolio»; ed è contributo che può più che significativamente aumentare nel prossimo decennio. L'*oil shale* bisognerà aspettare ancora qualche anno per capire se e quando arriverà; ma al netto del giudizio sulla sua sostenibilità non c'è rimasto più quasi nulla che non faccia pensare probabile il suo arrivo. È plausibile che il progressivo sviluppo di queste risorse allontani significativamente nel tempo gli effetti del declino, in assenza di sostituti, delle produzioni tradizionali; e anche a costi perfettamente compatibili con il nostro modello di mobilità. Così come è plausibile che il loro costo percepito, in termini soprattutto ambientali, crei opposizione al loro sviluppo, condizionandolo o anche negandolo. Ne nascerà forse uno strano processo di *stop and go*, dove i tempi dello sviluppo, se ci sarà, del «pesante» saranno funzione spesso irrazionale della percezione o meno di un'emergenza energetica; e anche più virtuosamente della capacità della tecnologia di evolvere verso il mantenimento di standard di minor impatto ambientale. Ci tocca sperare che sensazione, percezione ed emozione non siano troppo spesso gli arbitri ultimi del giudizio. Non abbiamo tecnicamente in vista un problema di deficit di riserve; però possiamo decidere di avercelo.

## Il petrolio che finisce

### Produzione

Non abbiamo, nel nostro orizzonte immediato, un problema di risorse. Abbiamo una questione di costo, di tempo e di difficoltà potenziale di loro traduzione in riserve. È tema che a volte si rappresenta anche graficamente con il c.d. «triangolo delle risorse»<sup>1</sup>. Equilatero, la sua superficie contiene nella parte alta le risorse convenzionali; e alla base le più estreme non convenzionali (per i liquidi, l'*oil shale*). Procedendo dentro la superficie dal vertice alla base, dal convenzionale facile al non convenzionale (più) difficile, aumentano i costi di produzione ma anche la disponibilità potenziale della fonte. È se volete una trasposizione alla produzione della *creaming curve* esplorativa; e se la usate come un'indicazione di tendenza evitando di trasformarla in una funzione lineare rende abbastanza l'idea<sup>2</sup>.

«Petrolio più difficile» non vuole necessariamente dire petrolio più costoso. *T*, for *technology*. Dipende da come va di volta in volta la gara di velocità tra l'aumentare della complessità e il migliorare di strumenti e processi. La percussione di Drake faceva un metro al giorno e il pozzo senza *casing* gli franava a orario fisso. Adesso lo scalpello ti fa 10 metri l'ora e il pozzo è a tenuta stagna. Non ho la contabilità di Drake. Però non ho problemi a pensare che molto petrolio «difficile» possa avere un costo unitario di produzione, in termini reali, inferiore a quello del barile tirato fuori da Drake. La constatazione che dal 1955 al 1985, per venire a paragoni più vicini, «*the incremental cost of adding capacity did not rise but declined*»<sup>3</sup> non modifica però e controintuitivamente il fatto che produrre *off shore* nel Mare del Nord negli anni '70 e '80 fosse operazione più complessa e costosa che produrre da un *super-giant* in deserto. Significa solo che T (mettendo qui dentro T e per comodità di riferimento tutto quel che cambia, logistica inclusa) ha corso bene. E per altro verso sottolinea come *Technology* sia forse riuscita a smussare, ma non certo a cancellare in termini di costo la diversa complessità. Il petrolio in generale magari è costato meno; l'investimento unitario per barile è magari diminuito; però la differenza di costo di produzione tra un barile nel deserto e uno del Mare del Nord è sempre stata di almeno 1:3. Non è *necessariamente* più costoso; però spesso.

Il tema riserve nell'orizzonte immediato non è un problema fisico, ma es-

senzialmente economico. Ci saranno a parità di tecnologia costi crescenti che dovranno potersi riflettere sul prezzo per consentire la conversione della risorsa in riserva e quindi la sua produzione. La parola chiave è «a parità di tecnologia». È intuitivo che lasciare sgorgare Ghawar, tecniche di Eor poi incluse, dovrebbe per barile costarti sempre tantissimo meno che tenere in incubatrice per 4 anni uno scisto surriscaldato. A noi però quando facciamo il pieno interessa solo che il prezzo sia compatibile con la prosecuzione del nostro modello economico-sociale, posto che se il prezzo remunera lo scisto la differenza di costo tra scisto e Ghawar se la incassano comunque per intero i produttori di Ghawar. «A parità di tecnologia» significa solo che nulla esclude che in futuro il miglioramento tecnico non causi una diminuzione in termini reali del costo di produzione da scisto, e perciò anche del prezzo che lo remunera. Nulla garantisce per converso che non avvenga il contrario (per esempio per l'aumento dei costi di infrastrutture e materiali); e quasi tutto cospira nel suggerirci che spremere l'ultimo barile da Ghawar continuerà a costare, e assai, meno che a prenderlo da uno scisto.

Risorse ancora tante, e però riserve tendenzialmente sempre più «difficili». Siamo tranquilli sul lato della produzione? Da un anno all'altro, la produzione può essere analizzata come la somma algebrica di due componenti. La produzione da un lato aumenta grazie al contributo di nuove produzioni derivanti da nuovi progetti, e dall'altro grazie all'aumento di produzione possibile dai progetti già in esercizio. Per converso, l'elemento negativo della produzione è quello relativo al declino nel tempo delle produzioni dai campi che hanno superato la maturità produttiva. Quest'ultimo, per come è oggi strutturata la produzione mondiale, è l'elemento più critico e controverso.

Ci sono al mondo, mal contati, circa 70.000 giacimenti di petrolio in produzione. Compresi *stripper*, vari ed eventuali. Però i 20 più grandi contano da soli per oltre il 25% della produzione mondiale: 19,2 milioni di barili/giorno su 84,3<sup>4</sup>. Non sono proprio giovanissimi. Quello di scoperta più antica risale al 1928; il più giovane al 1985. L'anno di scoperta di sé non dice molto. I più anziani possono essere stati ibernati per anni, ai tempi dell'eccesso di sovracapacità; e chi non è sfruttato non invecchia. Più indicativo dovrebbe essere l'anno della massima produzione, e cioè del «picco»; che quello dovrebbe rappresentare bene l'età dello sfruttamento. In 6 casi è successo negli anni '70; in 3 casi sia negli anni '80 sia negli anni '90; in 6 in questo decennio. Siamo su una media di 20 anni dal picco. Limitandoci ai primi 5 campi, quelli come detto con produzione superiore al milione di barili/giorno, siamo tra il 1972 di Burgan e il 2003 di Cantarell.

Con l'eccezione di Cantarell<sup>5</sup>, sembrano tutti ben resistenti all'età. Che però avanza. Aggregando per età il dato generale (e dunque non limitandoci ai 20 che più producono), ci tocca constatare che il 35% del totale della produzione proviene da giacimenti entrati in produzione prima del 1970.

La statistica ci dice che la vita utile di un giacimento e la velocità del suo

## IL PETROLIO CHE FINISCE

declino dovrebbe essere funzione anzitutto della magnitudine del giacimento stesso; e solo secondariamente di altri fattori rilevanti (collocazione, litologia, permeabilità e porosità della roccia per tutti). Se incrociate questo dato con quello dell'età media, vi conferma la *creaming curve* come tendenza. E anche suggerisce l'accorciarsi nel tempo della vita utile delle riserve disponibili. Sempre meno *supergiants*. Avremo bisogno di sempre più nuove scoperte per sostituirne una. Il che non sarà senza conseguenze né in termini di rimpiazzo (la rivalutazione delle riserve ha sempre prediletto i grandi giacimenti); né in termini di *spare capacity* possibile, che è molto più facile modulare senza danni la produzione di un grandissimo piuttosto che provarci con dei piccoli.

I grandi giacimenti mediorientali (che valgono quasi 14 milioni/giorno dei 19 prodotti dai 20 giacimenti più grandi) hanno il tasso di declino più basso al mondo. Dopo il picco, del 2,2% per i *supergiants*; che accelera (si fa per dire) al 2,8% nel dopo-plateau, cioè da quando la produzione diventa inferiore di oltre il 15% rispetto alla produzione di picco. Il dato ponderato medio di declino per tutti i giacimenti della regione (di qualunque magnitudine) è stimato nel 2,6 e nel 3,4% rispettivamente. Il dato medio Opec è di 3,1 e 3,6%; e quello non-Opec sale bruscamente a 7,1 e 7,4%<sup>6</sup>. Oggi noi proiettiamo il futuro del declino basandoci sul rendimento passato. Il metodo non è una bellezza, e bisognerebbe almeno riuscire a costruirci un po' più di *contingencies* attorno. Però è forse l'unico di cui disponiamo. Il dato che ne ricaviamo è probabilmente quello più critico rispetto alla possibilità di fare una qualche previsione sull'offerta e sulla sua sufficienza.

Il dato di oggi ci dice che per mantenere l'offerta al livello del 2008 dovremmo introdurre nel 2009 4 milioni/giorno aggiuntivi di produzione per rimpiazzare quella persa per declino. Questo se ipotizzo il declino su scala mondiale dalle parti del 5%. Se poi voglio essere straprudente, e metterci la *contingency* del collasso di un qualche *super-giant* mediorientale, sconto al 6% e di nuovi milioni di barili/giorno ne devo cavare 5. La crisi ce ne farà probabilmente risparmiare nel 2009 quasi 2 milioni, o forse più<sup>7</sup>. Però se invece di deprimerci crescissimo ce ne vorrebbero ancora: 5 milioni di nuovi barili/anno per essere sicuri di mantenere i nostri consumi; e altri ancora non necessariamente perché vogliamo consumare individualmente di più, ma magari solo perché di anno in anno *siamo* di più. La domanda non è solo *affluence*; è anche *population*.

Il numero così impressiona. Cumulativamente, può equivalere a un nuovo Ghawar all'anno. Ogni anno. Siamo sicuri di potercela fare? Dando un occhio alle risorse sì. Però bisogna trasformarle in tempo; e tra vincoli sotto ma soprattutto sopra la terra forse di questo non v'è totale garanzia. Come nemmeno del fatto che se si arriva tardi ci si possa inventare qualcosa per tamponare almeno momentaneamente la perdita. Il petrolio cambia. Adesso è anche olio di palma, e persino forse di scisto. Soprattutto si è rovesciato il

## IL PETROLIO CHE FINISCE

suo rapporto con il tempo. Per tutto l'altro secolo ci si è quasi (fuor d'America) ingegnati a nascondere; che ce n'era comunque troppo, e più tardi se ne parlava, di quello nuovo, e meglio era per tutti. Adesso la preoccupazione è che, qualunque cosa sia diventato o stia diventando, non ce ne sia abbastanza in tempo per fronteggiare la domanda che cresce; e la recessione sembra l'unica possibilità di rallentarla. È un mondo che ci cambia.

**Time to market**

*Creaming curve* o no, la trasformazione di risorse in riserve prima della recessione ci stava diventando sempre più lenta in rapporto all'evolvere della domanda. Se stai facendo partire un progetto importante, per benissimo che ti vada dalla sua *sanction* o *final investment decision* al suo completamento passano da 3 a 5 anni. Gli analisti che seguono l'evoluzione dei singoli progetti non possono non rilevare una divaricazione crescente tra tempistiche dichiarate e tempi reali; 100 progetti messi sotto analisi nel 2005 producevano in aggregato nel 2008 il 25% in meno di quanto originariamente atteso. Ed è tutto ritardo di produzione, e non sovrastima iniziale<sup>8</sup>. Se ti ritarda ciò in cui stai investendo, tu di regola ritardi anche l'investimento nuovo. Il ritardo tra l'altro si aggrava quasi proporzionalmente alla dimensione; rinviando a futuri non sempre certi l'entrata in produzione e il pieno sviluppo degli ultimi giganti, dei campi cioè potenzialmente capaci di diventare uno stabile polmone produttivo. Kashagan doveva produrre nel 2005, e adesso si proietta al 2014, o al meglio al 2012. Circa le scoperte brasiliane, quando le vedremo in produzione ci crederemo. Gli iraniani languono. Altri grandi progetti annunciati non possono che riempire con un punto interrogativo la casella della data della loro entrata in produzione.

Il petrolio più «difficile» crea colli di bottiglia nella disponibilità di competenze e di infrastruttura. Il petrolio è mestiere che ha poche finestre di funzionalità, per mezzi tecnici e professioni di cui necessita, con altri settori dell'industria. Un buon *petroleum engineer* diventa tale solo facendo petrolio. Un mezzo di perforazione lo costruisci solo se hai la ragionevole certezza che ci sarà domanda di investimento nel petrolio, che altrimenti ti nasce già rottame. Gli anni '80, tra prezzi bassi e sentimento del perdurare di *spare capacity*, hanno tagliato professionalità, ordini e mezzi. Tagliare è operazione che si compie in tempi ragionevolmente brevi; ricostruire è lungo e incerto.

Negli anni '80 uno dei settori a più alta intensità di capitale ha fatto a gara a tagliare posti e a delegare proprie funzioni in *outsourcing* per mostrare al modo la propria efficienza e capacità di innovazione. In questo ultimo decennio sono così mancati alla conta un po' di geologi e ingegneri; e quando è tornato di moda il perforare gli esperti non ce li si poteva inventare. La statistica indica un consistente «buco» di risorse tecnico-professionali tra i 30 e i 40 anni; e il buco limita la tua capacità di fare<sup>9</sup>. Ne è conseguito che nel disegnare

## IL PETROLIO CHE FINISCE

il portafoglio progetti di una società petrolifera la carenza di risorse qualificate è diventata spesso assai più determinante che non la capacità di approvvigionare il capitale.

Quando in questo secolo sono ripartiti i prezzi, la risposta in termini di investimenti è stata come prevedibile meno che istantanea. La nuova frontiera era per tutti l'*off shore*, più o meno profondo che fosse. Solo che per perforarlo ci vogliono mezzi adatti, e di regola non sono a pronta consegna. La parabola degli *off shore drilling rigs* è in questo istruttiva. Tra il 1970 e il 1985 ne avevano costruiti e messi al lavoro in 15 anni più di 450. Benedetti shock. Poi in 20 anni ne hanno aggiunti in tutto 80, di cui la metà concentrati in un triennio. Prezzi e Brasile li fanno tornare di moda, e a metà del 2008 ce ne erano 147 contemporaneamente in costruzione. Nell'attesa della consegna, per chi già ne disponeva era bonanza; con le tariffe giornaliere che tra il 2000 e il 2007 erano cresciute anche del 400%<sup>10</sup>. Quello che è successo nella seconda metà del 2008 non contribuirà ad aumentare gli ordini; però la temporanea congestione è emblematica delle rigidità dell'adattamento.

Mancavano i mezzi necessari a reagire in tempo reale; ma anche ci sono stati problemi con la materia prima per realizzarli e anche con i luoghi della realizzazione. Il petrolio vive isolato nella sua specializzazione; ma è un cittadino del mondo come gli altri per le necessità del suo *basic procurement*, e gli tocca perciò di sgomitare come un qualsiasi costruttore. Se all'inizio della seconda metà di questo decennio vi mettevate a cercare un cantiere che vi costruisse un mezzo *off shore* vi dicevano di mettervi pazientemente in coda. E dopo che ti eri messo in coda ci voleva l'acciaio. Che però non serve solo a perforare. Comprarlo e farselo consegnare voleva dire sino al 2008 fare ordini assieme ai ricostruttori della Pechino olimpica e agli ideatori dell'espansione edilizia di Dubai. Non un *timing* perfetto, insomma, per ordinare; e neanche per far conto in consegne anticipate. Il *plate steel* a gennaio del 2002 lo compravi a 200 dollari a tonnellata: e a giugno del 2008 a poco meno di 1400<sup>11</sup>. I ritardi si accompagnano ad aggravii di costi. Con il risultato che dal 2000 al 2007 il costo di perforazione (*on shore* e *off shore*) per metro perforato è cresciuto del 90%<sup>12</sup>. Si ricomincia a investire; e una delle conseguenze del tuo mettere forte domanda aggiuntiva sul mercato è che i costi di realizzazione che avevi messo a budget si moltiplicano di un multiplo rispetto all'inflazione. Un progetto *off shore* ti finisce per costare in media un 70% in più di quel che ti sarebbe costato 5 anni prima<sup>13</sup>.

Comunque nel decennio, caotico e magari in ritardo, il ciclo è ripartito. Nuovi progetti e nuove scoperte. Sembrava in un modo o nell'altro potesse andare a regime; che il ritardo potesse in qualche modo andare almeno in parte compensato dall'intensità e dal numero delle iniziative. Poi è arrivato Lehmann; e se non si è fermato tutto quasi<sup>14</sup>. E qui è il nodo, e anche l'interrogativo. Quel che non è speso e fatto oggi, oggi è come se non lo vedessimo. Però sono barili in meno domani. Tra 2-3 anni, e forse anche più in là nel

## IL PETROLIO CHE FINISCE

tempo. In una situazione in cui, prima della recessione, la sovraccapacità produttiva del sistema se non era più allo zero di qualche anno fa non incorporava comunque ancora un margine di robusta tranquillità<sup>15</sup>.

Il Cambridge Energy Research Institute (Cera) ha stimato che le decisioni di rinvio di progetti e investimenti determinate dalla crisi corrente potrebbero avere l'effetto di farci mancare, nel 2014, 7,6 milioni di barili/giorno di capacità produttiva<sup>16</sup>. La proiezione pre-crisi<sup>17</sup> era per il 2014 di una capacità produttiva intorno ai 110 milioni di barili/giorno; e la loro idea/conclusione è che anche con 8 milioni di meno non mancherà mai di che soddisfare la domanda. Possibile. Bisognerebbe sapere quanta domanda ci sarà tra 5 anni. Prima della crisi le proiezioni assumevano che nel 2015 si viaggiasse sui 96 milioni<sup>18</sup>. Adesso è probabile che le prossime profezie le faremo al ribasso. Resta che i tempi del (produrre) petrolio mantengono un ritardo ciclico nel reagire al mutare dell'orizzonte economico. Insomma di regola arrivano tardi. È un conto è riaggiustare la produzione con riserve accessibili *on shore* e magari pure a bassa profondità. Un altro è sviluppare un campo stando sopra a 2000 metri d'acqua. La difficoltà del produrre ti aumenta, come ovvio, i tempi e le incertezze della conversione delle riserve in produzione.

Non t'aiuta, di contro, la volatilità dei prezzi. Molto petrolio «difficile», e in particolare il non convenzionale, deve affrontare costi di sperimentazione tecnica e tecnologica per migliorare la propria produzione e la sua efficienza. Il *deep off shore* si porta appresso volumi di investimento estremamente elevati. Se tu potessi proiettare un prezzo che promette stabilità, il rischio sarebbe misurabile. Con le montagne russe degli ultimi tempi un po' meno. Difficile che a qualcuno venga voglia di provarsi ad anticipare la domanda. Più facile che comincino a invidiare un po' fratello gas e la sua tendenza ad arrivare sempre dopo; e si provino a imitarlo.

Il margine potrebbe farsi stretto. Potrebbe insomma succedere che ci manchi, magari solo temporaneamente, produzione ben prima che ci manchino riserve. Basta che esageriamo con la domanda; o che come non è improbabile aspettiamo troppo nell'investire.

Bisognerebbe avere una scorta di petrolio facile. Di quello che perfori volentieri in tempo di crisi, perché comunque produrre costa così poco che non ci perdi mai. Una di quelle avventure che se fosse solo per il rischio minerario una banca ti finanzierebbe persino nel 2009. Un cuscinetto ci sarebbe forse rimasto. In Iraq, Iran e Arabia Saudita c'è ancora probabilmente molto da trovare<sup>19</sup>. E tanta roba «convenzionale» anche per il più dogmatico dei puristi. L'ultima potenziale grande sacca di risorse che volendo in 3 anni dalla scoperta possono diventare produzione. Se e come, decideranno però loro; e il modo in cui decideranno di giocarsela influenzerà e non poco il nostro modo di convivere con il petrolio nei prossimi anni. Il ritmo con cui il Medio Oriente valorizzerà le proprie risorse potrebbe influire, e molto, sul nostro margine di tranquillità temporale.

## Hotelling. Hubbert

È cominciata con una curva e qualche equazione. Le equazioni formalizzavano l'idea che il valore futuro di una risorsa esauribile corrisponda alla sua valorizzazione all'interesse di mercato<sup>20</sup>. La regola di Hotelling. La regola ha poi molto figliato; e la prole ha preso strade anche diverse. Una in particolare. Con le loro dimostrazioni (per chi le vuole tali) datate 1931 dell'inefficienza economica di qualunque *conservation* e degli effetti economicamente nefasti di monopolio e intervento pubblico, le equazioni di Hotelling sono diventate una premessa più o meno esplicita del moderno liberismo economico in materia di risorse non rinnovabili. Quello, per semplificare, per cui l'unica ottimizzazione possibile è mercato e concorrenza, e il bisogno lo fanno offerta e domanda via prezzo.

La curva invece era forse all'inizio giusto uno studio sulla produzione americana. Un esercizio di predizione del futuro dal passato, poi riversato e riscritto in una più compiuta forma anche teorica<sup>21</sup>. Nel 1956 Hubbert predisse che la produzione dei *lower 48* Stati americani avrebbe cumulativamente raggiunto il picco, e cioè il massimo storico, nel 1970 per poi declinare. Non era giusto una scommessa; ma una conclusione basata su un modello quantitativo. Una buona predizione è merce rara anche (?) per un geologo; e l'averla sostanzialmente azzeccata<sup>22</sup> valse a Hubbert fama e al suo modello forte credibilità. La trasposizione grafica di quel metodo va nota come «curva di Hubbert». Fondamentalmente sta a dire che la produzione petrolifera procede verso un picco, al compimento del quale desce allo stesso ritmo con cui era cresciuta; onde il suo andamento può essere raffigurato nelle forme di una curva a campana. Attorno alla curva si è creato un movimento, l'Association for the Study of Peak Oil & Gas (Aspo). Il picco di Hubbert è poi per alcuni diventato la premessa della teoria dell'imminente fine (meglio, insufficienza) della produzione petrolifera, a sua volta (sempre per alcuni) premessa dell'imminente fine del nostro modello sociale.

Sulla fine del petrolio e i suoi tempi è nata a partire da qui una contesa di toni a volte semireligiosi. Spesso raccontata come una contesa tra geologi ed economisti<sup>23</sup>. Catastrofisti gli uni, e *cornucopians* (che tradotto con «cornucopici» perde un po' della sua leggiadria) gli altri.

La contesa è anzitutto su quel che c'è. Anche se a volte per troppa foga sembra il contrario, nessuno disputa che il petrolio sia una risorsa finita. Quel che c'è c'è. Per la somma di quel che abbiamo già prodotto e di quel che ci resta da produrre si parla di Ultimate Recoverable Resources (Urr)<sup>24</sup>. Aspo dice 2000 miliardi di barili scarsi, e si limita rigorosamente al convenzionale<sup>25</sup>. Gli altri, tra cui Eia, Iea e Cera<sup>26</sup>, per limitarsi al petrolio convenzionale stimano intorno ai 3000 miliardi<sup>27</sup>. Un pezzo nel problema è che per tutti gli altri la regola del «quel che c'è c'è» si applica alle risorse; e per Aspo, in pratica, anche alle riserve. Il comandamento lo enuncia Laherrère già nel 1997.

Il fattore di recupero dipende essenzialmente dalle caratteristiche del giacimento e dal meccanismo di spinta. Le condizioni geologiche (come i geni) non possono essere cambiate<sup>28</sup>. Non c'è se non per volumi irrilevanti cambiamento nel tempo da risorse a riserve, che sia per tecnologia, conoscenza o diavoleria. Quel che c'è c'è.

Forse è giusto un malinteso; e sennò è un po' sciocchezza. Quanto olio c'è in posto lo dicono i geni, e dunque la geologia. *Nulla quaestio*. Sapere e tecnologia mi aiutano solo a vederlo, e via via a vederlo meglio. Non posso né aumentare né diminuire il volume degli idrocarburi, ovvero delle risorse, che esistono; posso solo imparare a trovarli e a contarli meglio. Poi c'è il tema di quanto olio, di quello in posto e che vedo e conto, riesco a portarmi via. Di quanta risorsa diventa riserva. Idealmente anche tutto. Isolo dal resto del mondo la roccia serbatoio, e a costo di doverla per questo riportare in superficie bella intera la trituro sino a succhiarne fuori l'ultima goccia. Non si fa e, dicono, non si può fare. Ma se non si può fare è solo perché costa troppo. È un problema di prezzo, che a 10.000 dollari/barile l'età del petrolio sarebbe per noi già finita da tantissimo; e non un problema di tecnica. Se la tesi è che per motivi «geologici» la quantità recuperabile dall'olio in posto è comunque predeterminata, siamo un po' fuori strada; anche perché come meglio spingo, spizzo e trituro diventa man mano sempre più un problema di ingegneria e sempre meno di geologia. Se invece la tesi è quella che non esistono tecniche *economicamente* sostenibili che possano far significativamente aumentare il recupero rispetto a quello diagnosticato prima dell'inizio della vita produttiva del giacimento, allora varrebbe la pena di parlarne caso per caso.

Qui entra in gioco anche un altro conflitto sul metodo. Il popolo di Hubbert sembra tendere, come dire, a una certa rigidità deterministica. La «*straight line*». Quanto manca? Dopo il picco la linea della campana torna giù simmetricamente a com'era salita. Quanto manca dipende linearmente dalla frazione non prodotta, che poi è rappresentata graficamente dalla distanza tra dove siamo arrivati e la base della campana. Allinea quanto più possibile una retta sulle produzioni degli anni precedenti (per definizione in declino) e poi proiettala sino alla base. Non sono consentite deviazioni. Nessuna nuova tecnica o invenzione può increspare la curva, e magari farla risalire in corrispondenza di un aumento di produzione<sup>29</sup>. E comunque se la linea piega di lato o addirittura per un attimo risale perché hai praticato Eor o una qualche altra diavoleria, finita la pratica si metterà a scendere più in fretta di prima e a recuperare il tempo perduto. La tecnologia può temporaneamente cambiare la produzione dell'anno (e dunque la portata) ma non la produzione complessiva<sup>30</sup>. Quella è scritta dall'inizio. La funzione lineare non ammette novità, sorpresa o invenzione.

Il tocco finale, che recentemente sembra comunque cominciare a subire qualche rilassamento, è che il petrolio è solo quello convenzionale; e che con lui finiscono il petrolio e la curva. Funzione lineare e definizione aristotelica

## IL PETROLIO CHE FINISCE

dell'essenza del petrolio ne anticipano brutalmente la fine. Prima hai tolto dal mondo del possibile che si possa recuperare di più di quanto già non possiamo stabilire. Poi stabilisci anche la non fungibilità, o meglio la non sostituibilità del petrolio con un qualche altro liquido denso, se mai ci fosse. Quasi che il petrolio convenzionale fosse una *griffe*, e non una *commodity*.

La curva hubbertiana (al netto del dogmatismo di qualche discepolo) è stata poi ben spiegata ricorrendo a un modello Lotka-Volterra (dal nome dei matematici che lo hanno sviluppato) semplificato. Il modello originale ha come scenario un'isola popolata da volpi e da conigli, entrambi capaci di riprodursi. Il modello semplificato manda in scena i conigli nella parte del petrolio; e dunque prevede che solo le volpi siano in grado di riprodursi. «Ciò fatto, ci possiamo aspettare un unico ciclo di crescita e declino delle volpi, mentre i conigli non potranno fare altro che diminuire in numero fin dal primo momento. [...] La popolazione delle volpi segue una "curva a campana" che passa per un massimo e poi va a zero. Il numero di conigli, invece, declina secondo una curva di tipo esponenziale. Se consideriamo però il numero dei conigli *catturati* per unità di tempo, per esempio ogni giorno (invece che il numero *totale*), e che corrisponde alla "produzione" dei conigli dal punto di vista delle volpi, anche questa curva è una curva a campana che passa per un massimo»<sup>31</sup>.

Il modello, nella sua efficacia, è estremamente rigido. Proviamo a introdurre qualche flessibilità. Non una sola isola, ma tante. Le volpi sanno nuotare, e la distribuzione dei conigli tra le isole è casuale. Nelle isole dove sono più radi, è normale che i conigli scompaiano prima (le volpi si assumono estranee a pratiche di cartello). Nelle isole dove sono inizialmente sovrabbondanti, man mano che accorrono volpi dalle isole vicine qualcuna osserva che la sproporzione numerica si va facendo evidente. La volpe è notoriamente più astuta dell'uomo, e tenta una politica di *mitigation*. Impara a mettersi a dieta; e anche a coltivare il coniglio che ancora le avanza facendolo ingrassare più che non gli capiterebbe per decorso naturale. La volpe ha reagito sul lato della domanda diminuendo la richiesta di coniglio; e ha avviato un programma Ero (Enhanced Rabbit Obesity) per aumentare i volumi di coniglio recuperabili. La discesa della curva a campana si rallenta; e insomma si fa un po' asimmetrica.

Mitigare non è però risolvere. Il picco dei conigli minaccia di trasformare la forma in magrezza, e poi denutrizione. È quasi incubo.

Nelle isole c'è altro che si muove; e anche se a sua volta non si riproduce, è presenza inizialmente numerosa. Ce n'è di piccoli e grandi; e le volpi non vi hanno alcun interesse per una loro stranezza. Sono pieni di aghi, anzi di aculei. Ricci e istrice. Da sanguinare solo ad avvicinarsi. Nulla a che vedere con la morbidezza del coniglio. Qualche volpe anzi sostiene che proprio non bisogna farne conto; e che già pensarci è al limite della pratica innaturale. Poi si sa come vanno queste cose. Più che il digiuno poté la fame. Finisce che im-

## IL PETROLIO CHE FINISCE

parano. Prima il riccio; e poi, che è più rognoso, l'istrice. Superato l'aculeo, quasi non si accorgono più della differenza. Proteina l'uno, e l'altro, e l'altro. Hanno imparato a cibarsi di conigli non convenzionali. La curva della volpe ha arrestato la discesa; anzi dato che hanno imparato per tempo non l'ha mai cominciata. Piuttosto al Consiglio delle volpi c'è dibattito per l'altra curva. Tenere separata la curva del coniglio? Qualche coniglio è sopravvissuto, e da quando si è variata la dieta mostra un forte rallentamento del suo percorso di estinzione. La curva sta perdendo di simmetria, e rischia di mandare in crisi il modello. Forse per semplicità è meglio contare assieme tutte le proteine. La curva del conistrice. Giusto il tempo di pensare la curva, e il picco del conistrice è come se già incombesse. Però sanno nuotare. Adesso si tratta di capire se faranno in tempo a imparare a pescare.

Il modello è soprattutto scherzo. Però non è a rigore un modello *cornucopian*. Tutte le risorse del modello sono risorse finite. Il modello non nega il picco. Il modello è compatibile con un andamento a campana. Semplicemente, il modello cancella la funzione lineare. L'andamento della domanda, le politiche energetiche, la politica *tout-court*, l'ignoto, la tecnica, l'invenzione; tutto contribuisce a formare la linea, mai retta, che porta all'esaurimento.

La maggior parte degli ottimisti, del resto, non nega né il picco né che l'idea abbia un qualche significato. Odell prevede un picco aggregato di convenzionale e non convenzionale nel 2060<sup>32</sup>; Eia in uno studio del 2005 lo metteva da qualche parte tra il 2049 e il 2094<sup>33</sup>; altri da qualche parte dopo il 2020 o il 2030. La maggior parte del fronte ispirato da Hubbert, dopo alcuni aggiornamenti<sup>34</sup>, è ora attestata sul 2009-2010. Nessuno ha la precisione di Deffeyes<sup>35</sup>, e Laherrère prevede genericamente il decennio 2010-2020. Sono tra l'altro numeri difficili da confrontare, perché vi è assente un'omogenea definizione di «petrolio». Così riallineati, divergono giusto su quel c'è, magari lasciandoti qualche simpatia per gli ottimisti; però entrambi ti stanno dicendo che questo è il secolo in cui si cambia carburante, e non è detto che qualche decina di anni farà poi grande differenza per la storia.

Il vero *cornucopian* è oltre il picco. Non ha bisogno di chiedersi «quando». Il picco è irrilevante. La regola di Hotelling ha tolto la finitezza della risorsa dal tavolo. Il prezzo aumenta al tasso di interesse; «il possesso di una risorsa esauribile è equiparato al possesso di qualunque attività finanziaria»<sup>36</sup>. Tutto transita dalla funzione di prezzo; e la risorsa in quanto tale diviene invisibile. Su quel che non produci adesso devi guadagnare almeno il saggio di interesse (di mercato); sennò producilo subito. L'esatto contrario dell'operazione che fa sul tasso di sconto il Rapporto Stern 75 anni dopo. Stern misurandosi con ambiente e riscaldamento globale sconta (praticamente) a zero perché solo la *conservation* può preservare la terra per le future generazioni. Hotelling sconta a mercato offrendo la sua regola a supporto dell'idea che solo il mercato può garantire sviluppo alle generazioni che seguono. Sembrano equazioni e modelli; ed è puramente e in senso alto una forma della politica.

## IL PETROLIO CHE FINISCE

Chi meglio collega la regola al petrolio è poi Adelman. «*No mineral, including oil, will ever be exhausted. If and when the cost of finding and extraction goes above the price consumers are willing to pay, the industry will begin to disappear. How much oil is still in the ground when extraction stops, and how much was there before extraction began, are unknown and unknowable. The amount extracted from first to last depends on cost and price*»<sup>37</sup>. Quanto c'è (risorse e riserve) è irrilevante e, in quanto smetteremo comunque di produrlo prima di esaurirlo, pure inconoscibile. Il prezzo, e il prezzo solo, ne decreterà la fine della produzione e la sostituzione al consumo. Che equivale a dire che in senso economico le risorse sono (diventano?) infinite. Non importa che il coniglio si riproduca o meno. Ci sarà sempre un riccio, dopo; e poi un istrice, e poi pesce a volontà. (E poi – chioserebbe un catastrofista ironico, *if any* – manna per tutti). È il fondamento teorico-economico dei moderni *cornucopians*; e del mercato come (unica) garanzia e fondamento possibile di un *beautiful world*.

La scarsità può spingere i prezzi verso l'alto; ma questo non può che stimolare la ricerca dell'alternativa. «In una società libera, le soluzioni alla fine vengono fuori»<sup>38</sup>. Siamo passati dalla legna al carbone al petrolio senza che ci finissero né legna né carbone; che anzi a lui la curva della campana l'abbiamo appiattita che stava ancora salendo, e al picco non c'è ancora arrivato adesso. Abbiamo, è vero, rischiato di esaurire le balene. Ma quello è stato un accidente, e siamo comunque arrivati prima. Siamo passati da carburante a carburante senza soluzioni di continuità e con *P/Population* e *A/Affluence* che invece di risentire del cambiamento ci crescevano in maniera persino esponenziale.

Non si vede perché il dopo-petrolio dovrebbe essere diverso. Un limite fisico alla sostituibilità sua e delle altre risorse che contano non si lascia, allo stato attuale, nemmeno intravedere. «Affermare che le risorse sono virtualmente infinite non significa pensare che esista uno stock fisicamente infinito di ogni data risorsa: significa semmai ritenere che le risorse, in quanto tali, in natura non esistono, e che l'uomo crea o inventa le risorse in risposta ai suoi bisogni. Il progressivo assottigliarsi di una data materia prima – per ragioni fisiche o politiche, importa relativamente poco – innesca un processo di scoperta: di usi migliori o più razionali della risorsa in questione, di risorse alternative, di tecniche nuove per conseguire lo stesso risultato. L'unico limite apparente è l'intero ammontare di materia ed energia esistente sulla Terra, e forse neppure quello»<sup>39</sup>.

Qui ci si ferma. Hotelling pareva giusto una serie di equazioni che cercavano di ottimizzare il valore attuale. Hubbert una curva per misurare il tasso di esaurimento. Sono altro; o, meglio, parte di altro. Pezzi di una teoria della finitezza che usa le funzioni lineari per misurarne i tempi; e di una teoria dell'infinita che usa della funzione prezzo per dissolvere l'esauribilità della risorsa nella sua sostituibilità. Si capisce forse meglio anche l'incomunicabilità. I conflitti tra religioni non sono mai fatti di delicatezze.

## IL PETROLIO CHE FINISCE

## Sostituti

La fine è vicina ma non imminente. È persino possibile che passiamo il picco (inteso come data storica di massima produzione) del petrolio rigorosamente convenzionale e nemmeno ce ne accorgiamo, che il resto continua a far crescere la produzione di liquidi comunque fungibili<sup>40</sup>.

Non è comunque certezza di rose e fiori. La produzione può vacillare; e se ti vacilla rispetto alla domanda non è detto che cercare di spiegare che è ancora congiunturale e non strutturale serva ad arginare il caos. Se provi a dirlo alla signora Gina che è inutilmente in coda per fare il pieno potrebbe reagire in forme meno che cortesi. Il timore della fine annunciata è ormai nel Dna del popolo consumatore. Nel 1973 e nel 1980 non ne è mai mancato così tanto da giustificare il panico. Eppure è stato panico; e ha dilatato a crisi strutturale una temporanea *disruption of supply*. La prossima volta che succede (se succede) si seminerà il dubbio che sia la fine della fine; e l'effetto panico potrebbe essere esponenziale. Il mercato non si alimenta solo di grafici; ma anche di aspettative ed emozioni dei consumatori.

Se poi il liquido ci mancasse, non sarebbe semplicissimo metterci velocemente una toppa. Qualche anno fa il Department of Energy americano ha commissionato uno studio sulle conseguenze e la gestione dell'avvenuto «picco» della produzione petrolifera mondiale. Il rapporto (*Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation and Risk Management*, comunemente noto come Rapporto Hirsch)<sup>41</sup>, semplificando al massimo, aveva il mandato di indicare le modalità di rimedio al deficit dell'offerta di petrolio; deficit che vi si assume strutturale e crescente perché derivante da esaurimento della risorsa e non da problemi congiunturali. La risposta di Hirsch è che per mitigare l'impatto della carenza d'offerta di petrolio bisogna anticipare al massimo la sostituzione del petrolio come carburante; e la sua ricetta, quasi paradossalmente, consiste infine nel sostituire il petrolio con altro petrolio. Qualcosa si può mitigare con risparmio ed efficienza; però per non andare in crisi e far sopravvivere il modello sociale ci tocca di ingegnarci a produrre altri liquidi densi, che a questo non c'è per adesso alternativa. I liquidi densi con cui cercare di fronteggiare la crisi sono nella lista di Hirsch nuove produzioni derivanti dall'applicazione massiccia di tecniche Eor; sfruttamento di *tar sands* e *heavy oils*; e conversione in petrolio di gas e carbone via Gtl e Ctl, insomma Fischer-Tropsch. Toglie dall'elenco gli scisti, ma solo perché non ritiene esista una tecnologia matura per la produzione<sup>42</sup>. È petrolio con petrolio; o meglio, e nel linguaggio dei puristi, un modo per affermare che l'unico sostituto in vista per il petrolio convenzionale è il petrolio non convenzionale. Tanto vale, nonostante le resistenze<sup>43</sup> e per semplificare il capirci, metterli tutti nello stesso numero e con lo stesso nome.

Poi c'è il *time to market* della sostituzione (o presunta tale, che fatta così sembra più parente di una continuazione senza particolari soluzioni di conti-

## IL PETROLIO CHE FINISCE

nuità). Hirsch simula di partire da zero, e di dover scontare anche tutte le incertezze amministrative e di consenso che si frappongono alla produzione di non convenzionale e in particolare alla costruzione di impianti di Gtl e Ctl. La sua idea è che devono passare 4 anni dall'inizio del programma perché si cominci a vedere qualcosa; e 15 per arrivare, per effetto combinato di maggiore efficienza e produzione non convenzionale, vicini a un effetto pari alla sostituzione di 25 milioni di barili/giorno di petrolio convenzionale. E per farcela, «*intervention by governments will be required*»<sup>44</sup>. Conclusione: o cominciamo a darci da fare 20 anni prima che l'offerta smetta di assisterci, o arriviamo comunque troppo tardi<sup>45</sup>.

In realtà il cambiamento ha già cominciato a manifestarsi. Pezzi di nuove produzioni hanno cominciato a diffondersi, e senza particolari proclami o interventi. Se decidessimo politicamente, come suggerisce Hirsch, di accelerare al massimo il non convenzionale partiremmo molto al di sopra dello zero. A limitarci alla categoria che lui enumera, viaggiamo già attorno ai 5 milioni di barili/giorno. Più di 2,5 da Eor<sup>46</sup>, 1,5 da sabbie, 600.000 abbondanti di *extra heavy*, un po' meno di 500.000 di Gtl e Ctl. A riprova che il petrolio cambia; e che l'inizio del cambiamento è stato senza clamori, incentivi o conflitti. È bastato il prezzo; è bastato che il suo prezzo crescesse per qualche anno e l'armata del non convenzionale ha cominciato sia pur con qualche esitazione e confusione a muoversi. Adesso che recediamo però il prezzo potrebbe anche bastare ad arrestarla, se non a disperderla; e poi si rischierebbe di rifare conto con Hirsch su come si (ri)cominci da zero. La recessione ci restituisce oggi l'ebbrezza della sovraccapacità; però anche ci mette a rischio forte il *time to market* di domani.

Stiamo comunque parlando dell'andar corto dell'offerta di petrolio, e non dei carbonidi tutti assieme. La fine del gas, *if ever*, è più lontana; e se mai anche per sua canonica lentezza ti viene temporaneamente a mancare te lo interiorizzi come problema di «sicurezza», e non di fine imminente della risorsa. Il carbone poi, da quanto senti la fine dei carbonidi imminente, se hai la fortuna di stare in un Paese ricco puoi permetterti persino di dire che non lo vuoi proprio. I non carbonidi sono adesso poca cosa, ma qualcosa ci si può già fare. La priorità, se non l'emergenza, è (per ora...) solo quanto liquido ti resta.

Se ti manca continui tranquillo ad accendere la luce; ma hai dei problemi a fare il pieno. Se ti manca, insomma, al netto del panico ti trovi a dover affrontare «un serio problema di carburanti per il trasporto, e non una "crisi energetica" nel senso proprio del termine»<sup>47</sup>. Qualcosa meno, almeno temporaneamente, della fine del mondo; e forse anche del modello sociale.

Oggi ancora poco più del 50% del petrolio, su scala mondiale, è consumato in trasporto. Il resto, con l'eccezione della quota consumata dal petrolchimico, va in attività dove come combustibile è sostituibile in linea di principio sia dal gas che dagli altri concorrenti alla generazione elettrica. Detta co-

## IL PETROLIO CHE FINISCE

si, sembrerebbe che ne stiamo sprecando quasi la metà; o detta al contrario, sembrerebbe che se lo usassimo solo per trasportare ci durerebbe quasi il doppio di quel che ci dura consumandolo come facciamo adesso.

Non è così. Al tempo della produzione devi aggiungere quello delle infrastrutture. Il liquido denso non è una materia prima. È un prodotto. Di raffineria. Il liquido denso non è un bene di consumo finale. È un carburante da accoppiare a un motore. Il tempo del suo cambiare settore, come il tempo della sua sostituzione sono determinati anche e soprattutto dal tempo del cambiamento di quel che ci sta attorno.

Proviamo a esemplificare. Le raffinerie sono giocattoli rigidi. Da anni sembra non esistere quasi più nessuno interessato a costruirne. Vogliamo, e giustamente, carburanti sempre meno inquinanti; e però a Occidente la parola «raffineria» è una di quelle più altamente evocatrici la «sindrome Banana» («*Build absolutely nothing anywhere near anything*», che sarebbe poi l'estensione egualitaria di «*Not in my back yard*», Nimby). Vogliamo petrolio raffinatissimo; e ci ripugna la raffinazione. Per adesso il *refining crunch* ce lo stanno giusto evitando i cinesi, che nel 1998 avevano una capacità di raffinazione inferiore ai 3 milioni di barili/giorno<sup>48</sup> e che a fine 2009 arriveranno a 9<sup>49</sup>; e a fargli compagnia restano un po' di Asia e di Medio Oriente<sup>50</sup>. Il mondo Ocse non batte colpo. Se pensiamo che la domanda di noi sviluppati cali, può anche *make sense*. Sennò significa solo che anziché costruire qui preferiamo sporcare e occupare altrove; e che in prospettiva scegliamo di importare proporzionalmente meno greggio e più prodotti.

Per raffinare il petrolio serve petrolio, o comunque energia. In una raffineria moderna tra autoconsumo e perdite di lavorazione un 6-7,5% di quel che entra si perde per strada<sup>51</sup>. Per fare poi «petrolio da trasporto» bisogna produrre con la raffinazione distillati leggeri (benzina) o intermedi (gasolio). La frazione pesante non va bene, tranne che per la quota che riesci a infilare in pancia alle navi (*bunker oil*). Il resto dell'olio combustibile deve fare altro; e di solito principalmente generazione elettrica. C'è insomma, per come è fatto il processo, una quota di prodotti del greggio che oggi non potrebbe essere avviata al trasporto. Il 75% dovrebbe comunque restarti disponibile<sup>52</sup>; e secondo gli ultimi dati statunitensi si dovrebbe già poter arrivare oltre l'85%<sup>53</sup>. Sono dati del meglio che c'è; cioè di raffinerie con installata una alta capacità di conversione (della frazione pesante in frazioni più leggere). La percentuale di residuo e di pesanti aumenta con l'anzianità del processo di raffinazione e degli interventi correttivi; e la capacità di raffinazione mondiale<sup>54</sup> incorpora rese estremamente più basse. Vi sono comunque volumi di distillati intermedi affini se non identici al gasolio che già usiamo per auto-trazione che dovrebbero poter essere a loro volta dirottati sul trasporto già oggi, e senza dovere intervenire troppo pesantemente sull'impianto e sul processo; mentre andare oltre richiederebbe interventi anche molto pesanti sulla struttura.

## IL PETROLIO CHE FINISCE

Ipotizziamo, per tenerci stretti, che i volumi dirottabili corrispondano al petrolio utilizzato per uso domestico nei Paesi Ocse<sup>55</sup>. L'uso domestico Ocse vale grosso modo il 5,5% del consumo Ocse totale<sup>56</sup>. Dovrebbe voler dire che siamo già in grado di spostare quasi 3 milioni di barili/giorno senza interventi traumatici sulla struttura della raffinazione. Dovrebbe. La signora Gina poi come si scalda? Non puoi dirottare il petrolio se non hai sostituito la caldaia che prima destinavi alla sua combustione. Riesci a convincere la signora Gina ad andare a gas? A lei la caldaia che ha adesso funziona benissimo; e, insomma, cambia se ci guadagna. Se vuoi «risparmiare» petrolio, ti restano due possibilità. Puoi aspettare che il mercato faccia nascere l'erede del petrolio; oppure, tanto per crearti un cuscinetto di sicurezza, incentivare la signora. Auguri per la scelta; e se scegli di incentivare la signora Gina, ricordati di moltiplicare per il totale del popolo consumatore.

Questo per un cambiare facile facile. La caldaia è poca cosa. Una centrale elettrica alimentata a olio combustibile è più difficile pensare di cambiarla prima che si sia completamente ammortizzata, e forse anche prima del suo limite tecnico di rimpiazzo. E l'olio combustibile che brucia è frazione pesante. Per usare l'avanzo mi tocca ristrutturare pure la raffineria. Difficile che avvenga per moto spontaneo. Anche se a occhio sembra più ragionevole che non cercare di rabboccare le perdite d'olio con immissioni di Gtl. Non si capisce perché dovremmo sottrarre gas alla generazione elettrica per trasformarlo in petrolio, anziché togliere il petrolio dalla generazione elettrica e usare direttamente lui per trasportarci.

Ha ragione Hirsch. Sostituire petrolio con petrolio non è affare di una sera, ma di qualche lustro di investimenti e realizzazioni. Fa per questo un po' rabbrivire l'idea di quanto tempo ci vorrebbe a sostituire il petrolio con «altro» *tout-court*. Avendolo pure nel frattempo conosciuto e riconosciuto, l'«altro». Dal carbone al petrolio ci è andata benissimo. Grazie, avevamo riserve di carbone per qualche secolo. E comunque non abbiamo fatto così in fretta a cambiare. Esattamente 40 anni dopo l'uscita di fabbrica del Modello T, e 98 dopo Drake, abbiamo firmato il primo trattato istitutivo di una Comunità europea. Si chiamava Comunità europea del carbone e dell'acciaio (Ceca).

Sostituire il carburante vuole dire sostituire qualche centinaio di milioni di motori; e perciò di automezzi. Mettersi a costruire aerei diversi, se ce n'è ancora. Va più tranquilla per le navi; che loro per carburante usano praticamente il residuo e quello è difficile che venga a mancare. Dal carbone ci siamo evoluti benissimo. Però eravamo un miliardo di persone cui era pressoché ignota la mobilità; e adesso siamo 6 miliardi e mezzo che sembrano non sapere vivere senza. Mi si conceda che questo crea qualche rigidità e difficoltà aggiuntiva alla prossima transizione, se e quando comincerà, rispetto alla precedente.

Mi riempie di gioia, e in buona parte la condivido, l'idea che il picco non è per oggi né per domattina. Mi riempirebbe di gioia vera l'idea che il picco

## IL PETROLIO CHE FINISCE

sia nozione inutile; perché vorrebbe dire che lo si cambia prima di andare in ristrettezza di offerta. Però ho un dubbio. Dalla legna al carbone al petrolio abbiamo transitato benissimo aiutati da un crescendo di densità energetica. Da un carbonide all'altro, e sempre nel senso di una migliore efficienza. Adesso conosciamo la terra infinitamente meglio che ai tempi di Drake. Se ci fosse carbonide migliore ce ne saremmo ormai accorti. Non c'è; e almeno per ora non vediamo nulla che per rendimento e portabilità gli si appresenti. Perché poi un non carbonide anche solo ci si avvicini è strada certo ancora lunga, e forse infinita. Qualche dubbio sull'idea stessa che ci sarà un erede, e anche sul fatto che basti il prezzo a partorirlo ti può anche venire.

Meglio, tanto per cominciare, cercare di comprarci del tempo. Dal lato dell'offerta (di prodotti) accelerare la sua concentrazione sui trasporti è quasi tutto quello che possiamo fare. Molto di più ci sarebbe sul lato della domanda. Il tema è se lasciamo fare; o se ci proviamo – a costo e rischio di far pasticcio – ad aiutare un po' il destino. Se sia o meno il caso di mettere in pista un po' di *regulation* che allunghi il tempo del petrolio che abbiamo; e si provi anche ad aiutare la gestazione dei *competitors* eventuali. Oppure se ci abbandoniamo giusto tra le braccia della funzione prezzo, e faccia lei. Confidare nel mercato e basta perché mi cambi per tempo l'infrastruttura e mi dimostri l'infinita delle risorse e *ad abundantiam* anche dei carburanti. «*And they're still waiting for Mr. Godot*».

## Inizio secolo

### Guerra

Non è quasi cominciato il secolo, e già è guerra. La Seconda guerra del Golfo. Maggio del 2003. Iraq invaso. Quasi tutti a dire che è per il petrolio. Qualcuno addirittura qualificando la guerra come un tributo alle necessità della società automobilistica<sup>1</sup>; altri parlando di una guerra coloniale inserita in un disegno imperiale, e culturalmente erede delle spartizioni anglo-francesi di 100 anni prima<sup>2</sup>; e altri ancora quasi identificandone le grandi società petrolifere come mandanti diretti<sup>3</sup>.

L'Iraq è l'Eldorado del perforatore. Forse non l'ultimissimo Eldorado rimasto, però di certo il più ricco e rigoglioso. È sicuramente provincia petrolifera, e ricca assai. Però è dai tempi dell'Ipc che l'hanno praticamente ibernato, quasi a volerlo trasmettere intatto alle generazioni future. È come se ci avessero sempre lavorato a tasso zero.

Fino al 1960 le società petrolifere hanno pesantemente sottoprodotto quel poco che ci avevano sviluppato. Dopo di che il Paese ha vissuto un cinquantennio che non ha praticamente visto investimenti stranieri<sup>4</sup>; e durante il quale la cassa interna consentiva giusto di continuare a estrarre da dove già lo si faceva. La maggior parte delle scoperte non hanno avuto sviluppo e sono state abbandonate al futuro; e nessuno ha un'idea troppo precisa di quel che resti ancora potenzialmente da scoprire, perché nessuno o quasi ci ha da tempo investito seriamente in esplorazione. Per dare un termine di paragone, magari volutamente estremo, nell'intera storia dell'Iraq sono stati perforati in totale 1600 pozzi; e in quella dell'America 521.000<sup>5</sup>.

Però una qualche stima la si è fatta. Il dato più o meno certo è che già nelle condizioni di sottosviluppo dell'oggi le riserve provate di petrolio si aggirano intorno ai 112 miliardi di barili<sup>6</sup>. Studi e modelli di fine anni '80 arrivavano a un potenziale complessivo intorno ai 215 miliardi di barili; insomma si era scoperto solo la metà di quel che c'era da scoprire, e il numero finale cominciava ad arrivare vicino a quei 264 miliardi accreditati all'Arabia Saudita e che fanno oggi di quest'ultima il più grande «proprietario» di petrolio al mondo. Passano 10 anni e l'aspettativa cresce ancora. C'è chi ha scritto di un potenziale di 330 miliardi<sup>7</sup>; e un

INIZIO SECOLO

vice primo ministro in carica ha parlato nel maggio del 2008 di 350 miliardi. Più darsi che sia persino più grande dell'Arabia. Ci vorranno un po' d'anni per verificarlo.

Bellissimo invadere Eldorado, sembrerebbe. Mettendosi dal punto di vista del petrolio, diventa però difficile capire (almeno a posteriori) se fu e quanto (anche) «per» il petrolio. Non basta l'attrazione di Eldorado a spingere alla guerra. «*Seizing oil through war is usually costlier and riskier than buying it in the marketplace*»<sup>8</sup>. E nonostante quel che costa perforare, di perforatori bravi ce ne sono rimasti pochi, e in pace ci lavorano più volentieri.

Il primo e trito argomento «endopetrolifero» è che così si è impedito che un dittatore potesse usare l'arma del petrolio. Però dovrebbero spiegarci come funziona, l'arma. Saddam già non era un rispettoso osservante e praticante delle quote Opec. Insomma aveva a volte l'umana ambizione di venderne di più. Se non riusciva a venderlo è dura capire cosa avrebbe potuto farsene, a meno di berselo o riconsegnarlo all'uso medicale. In più glielo avevamo messo sotto embargo noi, tanto per non sottolineare che riuscivamo benissimo a farne a meno. Insomma l'idea sarebbe che non potevamo permettergli di venderci quello che noi gli impedivamo di venderci. Qui, e come sempre, non funziona. Meglio Ionesco.

Sono intervenuti per aumentare la produzione e tenerne sotto controllo i volumi. Magari sotto altre spoglie, ma è l'argomento della sicurezza nazionale. Se per potenziale (tutto da verificare) di riserve può ambire al primato, l'Iraq per produzione non c'è però mai neanche andato vicino. Il massimo l'ha raggiunto verso il 1990, con 3 milioni e mezzo di barili/giorno. Grosso modo 1/3 della produzione saudita di adesso. L'hanno «conservato» benissimo anche dopo. In periodo di embargo riusciva ancora a viaggiare sui 2,4-2,5 milioni di barili/giorno; non perché non fosse in grado di produrre di più ma perché, appunto, c'era l'embargo. Poi è arrivata l'invasione. Per quasi 5 anni sono stati molto a stento attorno ai 2 milioni di barili; e solo a gennaio del 2008 hanno per la prima volta ripristinato il livello produttivo già dettato dall'embargo e toccato i 2,4 milioni<sup>9</sup>. Se l'hanno fatta per il petrolio, verrebbe quasi da dire che l'hanno fatta per conservarlo meglio.

Poi c'è l'argomento Big Oil. L'America che impone le proprie società, e conquista loro il controllo delle riserve del Paese. Se questo è l'unico valore, il problema è che si poteva fare meglio, e senza guerra. Il regime di Saddam era molto più ansioso di riaprire al Big Oil di quanto non sembri a volte il governo attuale. Lukoil a West Kurma, Elf a Majun, Eni a Nasirya. A ciascuno il suo giacimento. Mancava solo la firma, e ce l'avrebbero messa il giorno stesso in cui si toglieva l'embargo. E per quel giorno sarebbero stati certamente pronti al via anche Shell, Total e China National Oil Corporation. Se l'Amministrazione americana avesse dato disponibilità alla rimozione dell'embargo, le sue società petrolifere sarebbe-

INIZIO SECOLO

ro state portate in festa per Baghdad. C'era pure il rischio che azzerasse tutto, e li facessero scegliere per primi. Difficile sostenere che la guerra l'hanno fatta per ripicca al fatto che si fossero già venduti un po' dei migliori giacimenti a società non americane<sup>10</sup>. Insomma che l'Amministrazione americana, che da Condoleeza Rice a Dick Cheney la pubblicistica dava e dà figlia dell'Oil, fosse oltre che incompetente anche imbecille.

Sia come sia, sono passati 6 anni dalla guerra. I grandi contrattisti sbarcati con i marines, Halliburton in testa, vi hanno trovato a trattativa privata impiego e remunerazione. Il Big Oil (inclusi quelli che erano pronti a firmare prima) ancora langue, e lo si intravede giusto all'orizzonte.

Nel breve periodo l'Iraq ha nel petrolio, piaccia o no, l'unico strumento di ripresa economica<sup>11</sup>. Lo può praticare con celerità solo se attira investimento straniero, e insomma loc's. Ciò nonostante il governo iracheno, verrebbe da dire *soprattutto* a causa della presenza americana, ha praticato *resource nationalism*<sup>12</sup> ed evitato sin qui di assumere atteggiamenti di favore nei confronti delle «grandi». Ha inizialmente reso disponibili come modello di rapporto contratti di servizio sul modello iraniano; e vi ha riservato un 51% alla propria Noc. La crisi e il crollo del prezzo non l'hanno poi aiutato. Adesso la quota offerta allo straniero sembrerebbe salita al 75%<sup>13</sup>; e prima che si chiuda magari ci saranno ritocchi anche all'impostazione contrattuale ed entreranno in scena i *production sharing*. Quando il Big Oil sbarcherà in Iraq (il che dovrebbe essere imminente e non dovrebbe rappresentare scandalo, ma solo naturalissimo ordine delle cose), sarà a ritiro militare americano iniziato e avviato, e dopo anni di impotenza (anche per problemi di ordine pubblico) e quasi di inesistenza di una parvenza di politica petrolifera in Iraq. A giudicare dal risultato, verrebbe da dire che se l'hanno fatto per il Big Oil di petrolio ne capivano poco.

Il mondo e i processi decisionali succede poi a volte che siano un po' più articolati dei tempi della propaganda e dei suoi modi. Però il dilemma ti resta. O l'hanno fatto per altro o lo hanno fatto da perfetti incompetenti. Se poi ti dicono che l'altro era esportazione di democrazia, non ti resta che sperare nell'incompetenza.

## I prezzi

Parte depresso, ed entra nel nuovo secolo reduce dai 16 dollari del 1999. A settembre del 2000 è già a 35. Poi si prende un anno di pausa, e anzi si concede il brivido a fine 2001 di tornare sotto i 20. Nel 2004 arriva a 45; nel giugno del 2005 supera i 60, nel luglio del 2006 i 77. Poi un'altra pausa prima di prendere il volo. Nel settembre del 2007 supera gli 80 dollari; ed è solo l'inizio. L'11 luglio 2008 il record: 147,27 dollari per barile. Poi viene giù che neanche Icaro, con il Wti che atterra a 30,28. I primi 6

INIZIO SECOLO

mesi del 2009 lo vedono navigare da 35 e oltre 70. Sul dopo, meglio astenersi. Anche perché i Sauditi già dicono che se non ci sbrighiamo a irrobustire il ciclo degli investimenti, tempo 3 anni e ci rischia sopra 150 dollari<sup>14</sup>. *Time to market*.

Hanno senso le montagne russe? Forse ne hanno tanti, ed è impossibile misurare l'incidenza dell'uno o dell'altro. L'unica certezza che ti comunicano è che nessuno più «fa» o fissa il prezzo. L'eccesso di volatilità non fa la gioia né del produttore né del consumatore. A occhio le sette sorelle erano più brave dell'Opec ad assicurare stabilità. Qualcuno osserva che il problema non è particolarmente grave. La volatilità non ha significativi impatti macroeconomici né di per sé un impatto diretto sulla finanziabilità o bancabilità dei progetti; e quel che conta è il livello dei prezzi, e non la loro volatilità<sup>15</sup>. Perfetto, in teoria. Però quando ti rimbalza da 147 a 30 dollari non c'è più nessuno in banca che si azzarda a prevedere o estrapolare un «livello», con buona pace dell'investire tempestivo e del suo (necessario) finanziarsi.

Dell'inarrestabile marcia verso quota 147 si sono tentate molte spiegazioni. Alcune erano già corte di fiato prima, e verrebbe da dire indipendentemente dal tonfo. In principio, per esempio, sembrava almeno per un pezzo colpa dell'invasione in Iraq. Un «fattore paura» incorporato nel prezzo, che lo stesso ministro del Petrolio saudita accredita quantificandolo sui 10-15 dollari<sup>16</sup>. Qualcuno si accoda; e nel quantificare il costo della guerra in 3000 miliardi di dollari ne addebita 1000 alla differenza in aumento del prezzo del petrolio importato che la guerra avrebbe causato<sup>17</sup>. Con tutto il rispetto dovuto a un Nobel, sembra giusto parola, e neanche un *guess*. Libero chi vuole di crederci. Siamo all'atto di fede. Ricordiamoci magari anche che a cambiare di 10 dollari il prezzo era bastato che i Paesi Opec nel 1999 si dessero per una volta seriamente da fare. I rapporti di causa ed effetto sono sempre materia un po' scivolosa; e ai sauditi non è mai dispiaciuto potersi dichiarare estranei a un aumento.

Poi la scarsità. Il prezzo del petrolio cresce perché cresce il sentimento che sta per finire, e la crescente scarsità non può che spingere il prezzo verso l'alto. Sarebbe credibile se fosse immediatamente vera la scarsità crescente. Il petrolio non è un bene rifugio. È un bene d'uso. È sbagliato parlare di oro nero; così come non si sentirà mai parlare, neanche se i prezzi del greggio andassero in stratosfera, di petrolio giallo. Il nostro manca, tra l'altro, di virtù ornamentali. Non capiterà mai di comprare un barile per lasciarlo in banca per i figli; e neanche per metterglielo al dito o al collo. O lo trasformi in lavoro, o non sai cosa fartene. Insomma il prezzo sale se c'è difetto d'offerta (o sua percezione) oggi; e non perché incorpora l'idea che difetto ci sarà, sia pur per sempre, tra un paio di lustri. Immagazzinare costa; e sino a quando il difetto d'offerta è giusto un sentimento, qualcuno che vende a sconto lo si trova sempre.

INIZIO SECOLO

Però è arrivato a 147. Un po' è anche la svalutazione del dollaro. Anche al netto di quella, sei comunque sopra 100; che fino a poco tempo prima solo a dirlo faceva paura. Non ha ragioni, almeno evidenti. Deve essere stata speculazione. Una grande bolla, parente stretta per genesi e meccanismi di quella immobiliare. L'idea ha avuto sostenitori più che accreditati. Nel giugno del 2008 il presidente di Gazprom ha preannunciato che il prezzo del barile avrebbe presto raggiunto i 250 dollari; e il segretario generale dell'Opec si è affrettato a chiarire che l'aumento passato e quello eventuale futuro non erano in alcun modo addebitabili a problemi o rigidità sul lato dell'offerta, che quella la si garantiva costante e copiosa. I prezzi a missile erano, appunto, puramente il prodotto della speculazione<sup>18</sup>. Opinione pubblica e politica si allinearono numerosamente e curiosamente all'Opec; forse perché quando non hai un'idea del rimedio una strega o un untore se non ce li hai sei comunque tentato, e tanto, di inventarteli. Eppure a settembre del 2007, quand'era partita la grande impennata, le posizioni aperte sul mercato dei *futures* erano diminuite anziché crescere<sup>19</sup>; e nei primi 6 mesi la liquidità nel mercato era scesa anziché salire<sup>20</sup>. Volendo, non era difficile ricavarne una qualche contraddizione con l'idea che la speculazione fosse il motore della storia.

La speculazione non inventa. Al più si aggiunge, e aggiunge. Magari un po' ce n'era, ma giusto per ridare fiato alla regola per cui il miglior trader è quello che ha sempre liquidato troppo presto le proprie posizioni; e insomma non è mai riuscito a rivendere al massimo<sup>21</sup>. Chi stavolta c'è rimasto ha seguito il tonfo del prezzo, e a differenza sua non è probabilmente neppure rimbalzato. Se poi si è speculato, si è speculato in petrolio anziché in patate non per vezzo, ma perché i fondamentali del petrolio suggerivano una qualche tensione tra domanda e offerta, e quelli delle patate no<sup>22</sup>.

Il fondamentale, per come lo tramandano, è (apparentemente) semplice. Ci sono solo due cose che si possono fare con il petrolio. Consumarlo, o stoccarlo<sup>23</sup>. Quel che è prodotto finisce o di qui o di là; e quello che non ha posto da nessuna parte non può essere prodotto. Lo «stoccaggio» è, o dovrebbe essere, la misura della tua tranquillità. O meglio ne è un pezzo. La misura vera, e dunque la «riserva», è la somma sua e della capacità produttiva non utilizzata; ovvero e grosso modo di quel che potresti tirare fuori di più dai pozzi regolando diversamente la pressione delle valvole. Di una riserva per stare tranquilli sembrerebbe esserci bisogno. Non esiste catena (dalla produzione al consumo) dell'approvvigionamento energetico che possa lavorare al 100% della capacità. Alcune per limiti tecnico-fisici. Una turbina eolica, per benissimo che ti vada, lavora al 30-35%; e di regola viaggia intorno o poco sopra al 20. In un anno di 365 giorni ci sono 8760 ore. Quando di vento ce ne sono più di 2000 sei già in zona ventosa; e per il resto delle ore la pala serve

INIZIO SECOLO

giusto a fare ombra. La catena della produzione eolica è breve di suo. Una pala attaccata a una rete. Siamo e stiamo sul semplice.

Il pozzo invece non ha limiti tecnici al produrre 24 ore su 24. Però se estendi la catena da un pozzo in Medio Oriente al serbatoio della signora Gina, può capitarti quasi di tutto. Problema al pozzo, problema o sabotaggio del tubo, sommosse, panne della nave o suo abbordaggio, uragano, incidente in raffineria e quant'altro. Insomma se tiri la catena al 100% non sei mai sicuro che domani ce ne sia abbastanza; il che mette in dubbio non solo la tua capacità di far partire un cargo, ma persino quella di arrivare in ufficio domattina. Può essere volatile il prezzo; ma non la disponibilità per il consumo. Il che implica che il sistema accumuli scorte commerciali<sup>24</sup> di prodotto a valle della produzione. Si dice che il mercato sia particolarmente sensibile agli stock, e il prezzo alla loro percezione. Nel senso di incorporare comunque la valutazione delle scorte future, e di impennarsi verso l'alto non appena ne percepisce il potenziale di discesa al di sotto del fisiologico<sup>25</sup>. In caso di bisogno, immobilizzandola ci si può fare prestare produzione dal passato; ma non la si può mai prendere a prestito dal futuro. Se oltre a rifornire il consumo devo anche ricostituire le scorte, prima che la produzione si adegui è normale che il prezzo vada in tensione. Deve ripagare il debito.

Guardi i numeri, e ti accorgi che forse non è stato nemmeno questo il problema del 2008. Nel 2007 le scorte sono sempre rimaste dentro la media dei 5 anni precedenti. Poco dopo l'inizio del 2008 hanno cominciato a viaggiare, seppure di un infinitesimo, sopra il massimo dei 5 anni precedenti; e ci viaggiano tuttora<sup>26</sup>. L'anno peggiore degli ultimi 5 è stato il 2004, che ha grosso modo oscillato tra 48 e 53 giorni di scorte; e da allora l'oscillazione non è mai più scesa sotto 50 ed è sempre salita sopra 55<sup>27</sup>. Il *nadir* decennale è stato a maggio del 2003, con una copertura di 45 giorni. Insomma c'è una sorpresa. Dal 2003 il prezzo è aumentato anche *in parallelo* all'aumentare (seppure a volte quasi impercettibile) su base 2003 delle scorte commerciali. La tradizionale relazione inversa (più scorte, meno prezzo; e viceversa) non è più necessariamente tra noi<sup>28</sup>.

Lo stoccaggio non è stato. Allora magari è stata la *spare capacity*. Nozione scivolosa pure lei. Nel senso che statisticamente mettiamo sotto lo stesso cappello quello che non si produce per non produrlo, e quello che non si produce perché non si riesce a venderlo. Abbiamo vissuto un periodo di straordinaria opulenza della *spare capacity* nei primi anni '80, quando la capacità inutilizzata aveva toccato picchi vicini al 18% della produzione effettiva. Però non era frutto di oculata pianificazione. Era il frutto del secondo shock. I produttori avevano aperto i rubinetti convinti della nostra sete; e noi invece ci eravamo messi a dieta tagliando di brutto i consumi. Più che *spare*, insomma, la capacità residua era *spared*. Poi i consumi salgono, e la capacità inutilizzata scende. Forse è successo qui.

INIZIO SECOLO

In fondo lo stock commerciale è riserva fisiologica. Verrebbe quasi da dire normale *working capital*, di cui hai bisogno per lavorare tranquillo. Però se c'è una necessità straordinaria quasi per definizione non è a lui che devi guardare. Ci vuole più capacità produttiva, non giusto più magazzino. Con il 18% di surplus il prezzo stava basso; e con il 2% è schizzato. La correlazione è evidente.

Forse sì, però non esattamente. Creare *spare capacity* costa. Creare magazzino costa pure. Qualcuno dirà che al costo si accompagna un'opportunità, che ritardare la produzione e immagazzinare nella prospettiva di un aumento dei prezzi possono essere un ottimo affare. Il problema è che l'opportunità è speculativa, e l'esigenza della riserva strutturale. Anche se non hanno studiato Hotelling, produttore e distributore al tasso di mercato vendono tutto e subito; e ciascuno dei due è ben felice di lasciare all'altro l'onere dell'immobilizzo. Il saudita, è vero, si dichiara garante della conservazione e anzi dell'ampliarsi della *spare capacity*. Anche la sua promessa di garanzia è però bisogno soprattutto di più cuscinetto per le oscillazioni di cui si deve far carico per essere, o far credere di essere ancora, uno *swing producer*. Non fa riserva *per noi*. Accumula potere negoziale *verso* di noi, e legittimazione di leadership rispetto agli altri soci del cartello. Poi per carità fa comodo a noi e soprattutto agli altri produttori, Ioc's incluse e anzi in prima linea. Da anni, quando c'è eccesso di offerta, lui chiude la valvola ed Exxon può tenerla aperta a manetta; ma questo è un pezzo del gioco dell'equilibrio dei bisogni, e non ti spiega (quasi) nulla del 2008, e cioè dell'apparente incapacità di tutti di controllare qualcosa.

Al netto della riserva del saudita, dove si ripartisca sulla catena l'onere dell'immobilizzo è in definitiva questione di forza relativa di offerta e domanda. Storicamente la *spare capacity* l'abbiamo ereditata dalla sovraccapacità, giusto cambiandole nome; e adesso che si recede e la domanda cala è probabile che ci proviamo a rifare uguale. Se invece è o ridiventa mercato dell'offerta, se la riserva ti è fondamentale al vivere sereno non ti resta che tacere e stoccare.

L'andamento della *spare capacity*. Un primo serio sprofondo l'abbiamo avuto nel 1991, che peraltro è stato un anno di discesa dei prezzi. Poi in questo inizio secolo il grande sprofondo è stato il 2004. La *spare* è scesa sotto il 2%. Sembra avere fatto effetto. Il prezzo per la prima volta ha superato quota 50. Però nel 2005 e 2006, seppur di poco, la *spare* è cresciuta. È il prezzo anche, e in parallelo alla crescita. A fine 2006-inizio 2007 è tornata attorno a 3 milioni di barili/giorno; e il prezzo è disceso in parallelo quasi perfetto. Sembrava di essere tornati ai fondamentali. Poi è vero, a fine del 2007 e poi nel 2008 la *spare* si è flessa. Flessione, non tonfo; e in parallelo il prezzo è andato a missile. Tu chiamala se vuoi correlazione; però un po' spuria<sup>29</sup>.

162

INIZIO SECOLO

O lo consumi o lo stocchi. La grande corsa del prezzo è partita in concomitanza con il livello congiuntamente più basso di *spare* e *inventories*. Era appunto il 2004, e chi dice che è ripartito per l'«effetto paura» del conflitto iracheno farebbe bene a sincronizzare l'orologio. Poi però il prezzo s'è fatto i fatti suoi. Modestamente reattivo nei confronti delle variazioni di *spare*; e del tutto indifferente a quelle degli *inventories*. Il 3% di *spare capacity* sono meno di due milioni e mezzo di barili/giorno; gli stoccaggi commerciali dei soli Paesi Ocse equivalgono a 2,68 miliardi di barili<sup>30</sup>, che grosso modo vogliono dire 1000 giorni di produzione di quella *spare capacity*. Il prezzo sembra quasi avere delle simpatie, più che delle sensibilità.

Un pezzo del problema è che gli stoccaggi, oltre che da cuscinetto, possono funzionare anche da volano. Perché non sono giusto *working capital*. Sono anche sicurezza nazionale. Tra Paesi Ocse s'è preso l'impegno di assicurarci ciascuno scorte pari a 90 giorni di importazioni<sup>31</sup>. Che siano formalmente stoccaggi commerciali degli operatori o stoccaggi strategici direttamente attribuibili al governo poco importa. Purché i 90 giorni ci siano. In Europa funziona (anche) con normativa e coordinamento dell'Unione europea<sup>32</sup>. Negli Stati Uniti il più grande consumatore ha fatto le cose in grande. In aggiunta agli stoccaggi «commerciali», la Strategic Petroleum Reserve direttamente sotto l'autorità federale. Capacità fisica attuale di stoccaggio stimata in circa 729 milioni di barili. Gliene mancano una ventina per colmarla, e la metà di quel che manca l'hanno appena ordinato. La Spr sino a oggi ha praticamente solo funzionato come accumulatore, e mai o quasi come erogatore. Le uniche due «emergenze» in cui ha erogato sono state la Prima guerra del Golfo e l'uragano Katrina. Per il resto ha sempre funzionato da acquirente, sottraendo barili al mercato, e una ventina di milioni persino in piena cavalcata dei prezzi, tra fine 2007 e inizio 2008<sup>33</sup>; 20 milioni verrebbe da pensare che non sono nulla, meno di un quarto della produzione di un giorno diluita in 6 mesi. Il mercato neanche se ne accorge. Forse sì, ma i 20 milioni non sono soli. La Cina ha deciso di farsi la sua Spr. I dettagli sono grosso modo segreto di Stato; però ci hanno detto che la prima tranche di stoccaggi è esaurita, e che valeva un po' più di 100 milioni di barili<sup>34</sup>. Magari sono riusciti a comprarli tutti dopo il tonfo; però per certo sono arrivati tra il 2007 e il 2008. Poi c'è l'India, che a sua volta sta mettendo da parte qualche milione di barili; e poi altri ancora.

Nel suo complesso, il sistema degli *inventories* non riesce più a funzionare da ammortizzatore. Ormai serve ad altro. L'impegno dei 90 giorni introduce elementi di rigidità, almeno fuori degli Stati Uniti<sup>35</sup>, anche negli stoccaggi formalmente commerciali. Il paradosso è che più lo accumulo e pubblicizzo, e più rischio di non poterne usare. Darà pure tranquillità avere scorta strategica copiosa; e suonerà pure politicamente be-

163

INIZIO SECOLO

ne. Il rovescio della medaglia è che più hai dato tranquillità e più l'annuncio che la intacchi rischia di creare panico. In quanto assicurazione contro l'emergenza, il suo uso segnala che ci siamo. La lezione del 1973 è che il mercato è anche psicologia. Al netto della catastrofe, quando fai stoccaggio strategico rischi di immobilizzare per la perpetuità.

Il sistema così diventa giusto un compratore eccedente che immobilizza produzione in eccesso rispetto a quello che sarebbe richiesto dalla normalità del ciclo produttivo. Se l'aumento degli stock non deriva da necessità del ciclo, ma da necessità di immagazzinamento nel tempio della sicurezza, non si crea più riserva; ma solo più domanda. E in un mercato corto anche solo qualche milione può fare rumore<sup>36</sup>. Più compro per sicurezza anziché per mercato, e più metto sotto pressione i prezzi; e finisce che aiuto a far succedere, come è successo, che prezzi e magazzino crescano assieme. L'idea di una riserva strategica, e non giusto commerciale, è nata come reazione forse anche virtuosa al primo shock. Poi si è commista quasi per inerzia, nel sentire del mercato e del consenso, alla pratica commerciale<sup>37</sup>; trasformandosi infine dal fattore flessibile che doveva essere in una sorta di *indice* di sicurezza (più è alto, più sto tranquillo). Sarebbe forse il caso di rimeditarla, il sistema. All'inizio pareva virtuoso e sino a oggi ci ha magari dato speranza di più sicurezza; però se resta così ci dà in proiezione anche certezza di maggiore prezzo.

Ritorno al fondamentale. Non è vero che o lo usi o lo stocchi. In realtà o lo stocchi o lo raffini. Ce ne dimentichiamo sempre. Il greggio non è un carburante; ma solo la materia prima con cui farlo. L'offerta può anche eccedere la domanda; ma se la raffinazione non è all'altezza è come se la domanda eccedesse l'offerta. E la raffinazione può essere insufficiente non solo in volume assoluto, ma anche in relazione alle specifiche rese. Dai tempi del primo *cracking* il problema delle rese si è un po' complicato. Prima volevamo solo che ci fossero disponibili abbastanza frazioni leggere da far funzionare la mobilità. Adesso, per coscienza e regolazione, esigiamo anche che siano «pulite». Benzine sempre più pulite. Ma soprattutto diesel senza zolfo, o quasi. Negli Stati Uniti, dove di zolfo erano abituati a lasciarne tranquillamente in circolo 500 ppm (parti per milione), dal 2006 il limite è sceso a 15. Lì però il diesel è ancora poco popolare. È in Europa che ha fatto boom, e dove la transizione a Lsc (Low Sulphur Content) e poi a Ulsc (Ultra Low Sulphur Content) dà rilevanza ai volumi. Euro IV ha messo nel 2005 l'asticella già a 50 ppm; e con Euro V si scende a 10. Raffinare è anche, e sempre più, «desolforizzare».

Quando abbiamo fatto la regola e i suoi tempi di adozione ci siamo preoccupati della tempistica dell'industria automobilistica; meno però di quella dell'infrastruttura. Che fossimo a rischio sul lato delle rese era risaputo<sup>38</sup>; ma abbiamo forse dato per scontato l'adattamento. *L'intendence suwra*. Lei per carità segue; ma vista anche l'età (l'ultima raffineria d'A-

INIZIO SECOLO

merica l'hanno costruita nel 1976) lo fa con una qualche lentezza. Il greggio è i suoi prodotti; e la qualità del greggio non si misura solo sulla sua densità (i gradi Api, e dunque il binomio *heavy/light*); ma anche sul suo contenuto di zolfo. Il binomio è *sweet/sour*; e un contenuto di zolfo superiore allo 0,5% ti condanna all'acidità. I greggi «dolci», tra cui i c.d. greggi di riferimento, Wti e Brent<sup>39</sup>, vendono a premio anche considerevole rispetto ai greggi «acidi»; con un differenziale che a seconda delle qualità può toccare punte vicine al 20% del prezzo. Il margine di prezzo tra i due tipi di greggio decide della convenienza o meno dell'investimento in infrastruttura; posto che raffinare greggio acido e desolforizzarlo impone investimenti più alti e impianti più complessi di quelli bastanti per i «dolci». A fronte delle moderne specifiche ambientali, la capacità di desolforizzare greggi acidi diventa per converso una necessità vitale. La produzione di greggi *sour* e *sweet* è in rapporto di 3:1; che vuol dire che se non possiamo fare il pieno (anche) di acido non si va più da nessuna parte, e addio mobilità. In un sistema di raffinazione che stava recuperando dopo anni di crisi nessuno o quasi ha però avuto stimolo ad anticipare l'investimento rispetto al tempo dettato dalla regolazione. Il sistema si è ritrovato così in grado di soddisfare con qualche fatica la domanda di benzina «pulita» anche lavorando greggi «acidi»; ma per fare diesel la sua capacità di conversione era molto più rudimentale. Una parte molto significativa della domanda poteva essere soddisfatta solo a partire da una materia prima già priva di zolfo. Insomma da greggio *sweet*. Che è ovviamente sempre stato il più pregiato e appetito; ma che nella nostra marcia di avvicinamento all'*ultra low sulphur content* è diventato, almeno temporaneamente, affatto insostituibile. L'insostituibile, come noto, non ha prezzo.

Il greggio *sweet* rappresenta al meglio un 20-23% della produzione globale. La domanda di «nuovo» carburante a valle ne ha scatenato la caccia a monte. L'imbutto della raffinazione ha mandato in fibrillazione il sistema. Il greggio è arrivato a 147 dollari e petroliere cariche di *sour*, in Iran e altrove, stavano alla fonda per mancanza di compratori<sup>40</sup>. L'idea che un motore, se non il motore dell'aumento del prezzo stesse nelle carenze del sistema di raffinazione<sup>41</sup> vi trovava conferma quasi visiva. Alla conferma visiva è seguita quella alla pompa; e sia di qua che di là dell'Oceano il diesel alla stazione di servizio ha superato in prezzo la benzina<sup>42</sup>.

La fine della sovrabbondanza ha rovesciato il tempo del petrolio. La regolamentazione ambientale ne rovescia la catena. Il prodotto imposto dalla regolazione è arbitro della capacità di raffinazione; e la capacità di raffinazione determina il volume utile del greggio a fini di mercato. Una *spare capacity* di 2 o 5 milioni di greggio *sour* a fine 2007 non avrebbe fatto nessuna differenza. Era *spare capacity* zero. Non si fanno le lasagne con la farina d'avena. E visto che la *spare capacity* storica era effettivamente di

INIZIO SECOLO

*sour*<sup>43</sup>, forse l'attenuarsi del legame con il prezzo che saliva al cielo si capisce meglio.

Dopo il tonfo si capisce meno, che il ritrarsi della domanda ci ridà temporanea abbondanza di un po' di tutto; e il sistema nel frattempo si è riaggiustato alla domanda nuova<sup>44</sup>. Però uno dei temi di domani sarà anche la capacità del sistema di raffinazione di acquisire ulteriore capacità di conversione della materia prima alle prescrizioni di prodotto a valle; e anche di accomodare la variabilità della materia prima a monte. Il petrolio cambia; e con lui, marginalmente, la qualità dei suoi greggi e succedanei vari. Per un sistema di raffinazione rigido, anche una variazione marginale può fare differenza; se non anche «la» differenza, come il 2008 sembrerebbe insegnare.

Molto si discute della qualità dei greggi che ci restano da produrre. Se ci riuscirà cioè di produrre più o meno *sweet*. Guardando i greggi convenzionali, la prospettiva è che ci tocchi sempre più acido<sup>45</sup>. Però i non convenzionali, dalle sabbie al Gtl, ti fanno un *syncrude* a zolfo praticamente zero; e da cui in raffineria si cava un diesel eccellente. Qualcuno già avvisa che non bisogna esagerare nel riconvertire a diesel da acido; che se nel prossimo futuro oltre al *syncrude* ti arriva anche greggio, come si promette già dal Brasile e da altrove, più leggerissimo e dolcissimo di quanto non ne arrivi adesso c'è rischio che il sistema si faccia trovare sbilanciato nella direzione opposta<sup>46</sup>. Ci toccherà inventarci la raffinazione flessibile.

E il prezzo? Dicono che sia il punto di equilibrio tra domanda e offerta. Il problema sarebbe di capire meglio domanda e offerta di cosa. Sapendo che domanda e offerta sono intermedie, e anche vincolate in termini di volumi ultimamente disponibili, dalla raffinazione. E che saranno perciò, nella breve prospettiva che ci riesce a stento di intravedere, condizionate dal rischio di strozzature nel processo di trasformazione della materia prima; e dall'ansia del *time to market* della sua produzione. La strozzatura è giusto un fatto industriale. Se la remunererai la rimuovi. E se la preoccupazione ambientale impedisce di toccare raffineria in Occidente, te la rimuovono altrove. La nuova raffinazione cinese ingurgita greggio acido a tutto regime, aumentandone la domanda. Al punto che il 6 gennaio 2009 è successo l'inaudito. Giusto un caso, che magari non si ripeterà più. La Befana, insomma. Però l'acido Dubai è stato quotato a un prezzo più alto del dolcissimo Brent<sup>47</sup>. La catena industriale magari si adatta tardi, ma da qualche parte poi si adatta.

Il *time to market* come ansia rischia invece di diventarci dimensione di esperienza quotidiana. L'unica condizione possibile del ripristino anche temporaneo di sovraccapacità sembrerebbe la contrazione della domanda; la riedizione in qualche modo del post 1980. Solo che allora si reagiva alla moltiplicazione del prezzo; e adesso bisognerebbe riuscirci dopo il tonfo. Difficile resistere alle tentazioni a buon mercato.

166

INIZIO SECOLO

Raffinazione e *time to market* sembrerebbero insieme suggerire che quasi solo la recessione ti può ormai calmierare il prezzo; e che appena tu riparti lui risale e la tendenza al rialzo ti diventa strutturale. Meglio non azzardare tendenze. Anche perché chi dice che sale dovrebbe potere spiegare da dove; e qualunque punto di partenza compreso tra 30 e 150 sarebbe ugualmente arbitrario. Quello che raffinazione e *time to market* congiunti ti suggeriscono davvero è che magari le montagne russe ti diventano normalità. Il vicino futuro o è depresso o è volatile; e magari entrambi. Forse. Per adesso tocca accontentarsi del film di quel che è successo; e magari lavorare sull'idea che, senza scomodare altro, un cocktail di strozzature di raffinazione, *time to market* e *spare capacity* zero ha già di suo gradazione sufficiente a mandare il barile in cielo. Magari aiuta a capire meglio. Se poi volete aggiungerci anche guerra in Iraq e speculazione, usateli giusto come guarnizione.

## Supply Side

Il coro è folto. Nel decennio, e anzi nel ventennio che viene non c'è problema di riserve. Però possiamo trovarci corti, e anzi forse cortissimi. Perché c'è il rischio, e forte assai, che non si investa in tempo per produrle quando la domanda le esige. Era già così prima di Lehman. E dopo Lehman il coro dovrebbe ritornare in scena ancora più angosciato. Insomma siamo d'accordo. Il tema è il *time to market*. Che però nella versione non solo americana, ma in generale verrebbe da dire Ocse, ha uno svolgimento affatto specifico. Il *time to market* non è solo un tempo. È anche un luogo. Il Medio Oriente; e anzi giusto il Golfo. Il nemico della produzione è il *resource nationalism*. Le Noc's non hanno né capitali né management sufficienti a garantire il *time to market*. Aprano alle Ioc's. Daranno formidabile impulso alla scoperta di quel che c'è da trovare e allo sviluppo di quel che già si è trovato. Eviteranno anche solo il rischio di *supply disruptions* per il prossimo ventennio almeno; e forse persino il compimento del secondo secolo di re petrolio<sup>48</sup>.

Difficile trovare voce fuori dal coro, almeno tra quelli che pensano che il picco non è, o comunque non è oggi. Le grandi Ioc's si stanno quasi autoliquidando perché le porte di nuove opportunità sono loro sbarrate. Riapriteglielie, magari evitando loro concorrenze al limite dello sleale, e il *time to market* non sarà più un problema.

Le opportunità. Magari di grandissime non se ne trovano, che non è solo effetto di porta chiusa ma anche di *creaming curve*. Però di meno che giganti sembra ancora essere ricco il mondo. Per andarle a cercare, bisognerebbe correre qualche rischio esplorativo; e anche avere una struttura flessibile dei costi di gestione. Alla grande Ioc e alla sua struttura pesante interessano solo i pesci grossi. Il resto non sembrerebbe più com-

167

INIZIO SECOLO

patibile con i loro costi generali; e quanto all'esplorazione si accomodino pure gli altri che al massimo se sono stati bravi e fortunati li si compra dopo. Succede così che dobbiamo ad Hardman e Woodside la certezza che c'è petrolio al largo della Mauritania; a Tullow ed Heritage la novità del petrolio d'Uganda<sup>49</sup>; e a Cairns la scoperta che si possono produrre più di 100.000 barili/giorno in Rajasthan (India). Non a tutti è andata benissimo<sup>50</sup>. Però tutti sono nomi praticamente ignoti al grande pubblico; e altri altrettanto ignoti e altrettanto portatori di nuove scoperte se ne potrebbero aggiungere. Alla corsa alla nuova esplorazione di frontiera i grandi, quasi sdegnosamente, non partecipano<sup>51</sup>; il che non ti rassicura molto sul fatto che se aprì loro la porta, essi aggressivamente ti scoprono tutto lo scopribile. Dal punto di vista del Paese che produce, se è in gioco un grandissimo progetto con tantissimo da investirci o fai tu o chiami un grande; se però vuoi capire quanto di non gigante puoi cavare da sottoterra, allora piccolo è bello. In Libia l'avevano capito già negli anni '50<sup>52</sup>; e poi in tanti ne hanno tratto esempio.

La concorrenza quasi sleale. Ovvero le opportunità colte dai nuovi arrivati. Soprattutto cinesi, però anche Ongc Videsh, insomma gli indiani; o Petronas, leggi i malesi. Sono i rappresentanti del nuovo consumo che cresce. Le Noc's asiatiche in cerca di approvvigionamenti. Spesso additati come distruttori, quando non ladri di opportunità, dagli alfieri della tribù Ioc. Cavallette, verrebbe da dire. In effetti in pochi anni si sono comprati di tutto e di più. Dal Kazakhstan alle sabbie canadesi all'Africa a pezzetti financo di Russia. Hanno persino cercato, senza successo, di comprarsi una società americana di non piccole dimensioni<sup>53</sup>. Di loro si è letto che comprano a prezzi spropositati. Che dal Sudan all'Iran fanno affari in spregio e sfregio a diritti umani e convivenza mondiale. Che così si garantiscono il petrolio che gli serve, e potrebbero tenercene fuori nel nostro momento di bisogno.

I prezzi spropositati. Non consta che ne siano conseguite perdite rovinose. Nessuna grande occidentale avrebbe forse comprato Petrokazakhstan nel 2005 per 4,18 miliardi di dollari<sup>54</sup>, come ha invece fatto Cnpc (China National Petroleum Corporation). Però poi il prezzo per 3 anni gli è girato giusto, e hanno scoperto di non averla strapagata. Nessun americano avrebbe mai offerto allo scia il 75% di *profit sharing*. Mattei lo fece; e si scoprì che comunque non ci si perdeva. Se non rischi e sconti basso, è difficile che ti riesca a superare la barriera d'ingresso.

Diritti umani e canaglie. Il Sudan per tutti. Adesso la produzione sudanese è praticamente per intero nelle mani delle Noc's approvvigionatrici. Cinesi, indiani e malesi. C'era un canadese che vi aveva una posizione preminente. Talisman. Per entrare aveva dovuto scontare basso<sup>55</sup>. Ha dovuto vendere di fretta, prima che lo facessero chiudere a casa sua. Con i diritti umani non si scherza, e stare lì vuole dire farsi complici del-

INIZIO SECOLO

l'orrore del Darfur<sup>56</sup>. Questo in versione nordamericana. Per l'indiano che si è insediato al posto funziona diverso, e ancora si frega le mani per quel che ha risparmiato grazie alla fretta di vendere del canadese. La questione, tanto per cambiare, è più scivolosa di quanto sembri. L'etica del business intesa come «con le canaglie non si lavora neanche per fare petrolio» è, piaccia o no, una posizione solitaria e quasi esclusiva di Stati Uniti e a ruota Canada e a volte Inghilterra. Gli anglosassoni, più che le democrazie occidentali. Magari l'hanno fatto per altro; che fosse malintesa «sicurezza» o *grandheure* imperiale del Dipartimento di Stato. Però le poche volte che qualcuno lo ha proclamato e fatto sono stati loro. Dal Sudan a Myanmar, dove le società americane hanno per voglia e soprattutto per forza ceduto le loro posizioni venendo via, e tutti gli altri ne hanno approfittato per prosperare e allargarsi (da Total ai russi alle Noc's asiatiche). Dall'embargo all'Iran all'embargo alla Libia. Con nessuna delle europee continentali (decidete voi se negli anni '90 fossero Ioc's o Noc's) cui si era anche solo posta la questione circa l'opportunità di evacuare dopo Lockerbie. Che anzi l'abbandono americano gli faceva solo spazio, come è stato per le Noc's asiatiche altrove. L'embargo dell'uno è stato sin qui solo la felicità degli altri<sup>57</sup>.

Infine, il petrolio che a futura memoria approvvigionerebbero. La produzione sudanese; quella kazaka; il gas fatto liquido iraniano, e altre ancora. In alcuni casi è quasi necessità tecnica. Difficile costruire la catena del Gnl senza un acquirente garantito come ultimo anello. In punto di Gnl, i cinesi stanno solo accumulando posizioni in un Paese, l'Iran, dove per ora è esclusa la concorrenza americana; e dove gli europei scontano tendenzialmente più alto, e degli attuali termini contrattuali sono tantissimo meno che entusiasti. Il cinese non fa altro che infilarsi nello spazio<sup>58</sup>. Altrimenti è il riflesso della missione dell'approvvigionare. Gli europei, Eni in testa, ce l'hanno avuto come modello per decenni. Il mio mercato è il mio Paese. Che nella variante delle sorelle integratissime verticalmente diventava il mio mercato sono le mie pompe. Strano che soprattutto in Europa mostriamo di stupirci che chi viene dopo rifaccia lo stesso percorso. Magari sarebbe più utile se ne usassimo per ripensare (anche solo per confermarlo) al nostro modello corrente. In ogni caso, non sta succedendo nulla che per ora increspi il futuro. Non stiamo parlando di volumi che comunque gli possano bastare<sup>59</sup>. E non hanno per ora comprato né il petrolio sudanese né quello kazako. Per fare un contratto ci vuole un prezzo. E quello lo dirà il mercato, se e quando caricheranno sulla nave e se saranno in condizione di pagarlo. Per ora quel greggio lo hanno solo prenotato. Nulla ci impedirebbe di fare lo stesso, se lo ritenessimo efficiente. E nulla giustifica che ce ne preoccupiamo nel mentre non troviamo ragione economica per farlo noi stessi. In definitiva, più che concorrenza sleale pare concorrenza e basta; e i punti di con-

INIZIO SECOLO

tatto con l'esperienza di quelli, noi compresi, che negli anni '50 volevano entrare nel club sono più che significativamente numerosi.

Le porte chiuse. Chissà perché, quando se ne parla, il pensiero sembra andare univoco al nazionalismo arabo, e quasi rimproverarlo di non provvedere ai nostri bisogni. Stimiamo o comunque concludiamo il potenziale delle sabbie canadesi pari a quello del convenzionale saudita; e poi dipingiamo la minaccia del *time to market* interamente a carico del Medio Oriente. Il capo delle attività estere di Chevron diceva nel 1991 che aveva investito di brutto in Kazakhstan anziché a casa propria perché la somma di turbolenza e instabilità dell'intero Caspio era incomparabilmente più facile da gestire della somma di un ambientalista e di un avvocato californiani; e lo diceva serissimo<sup>60</sup>. Meglio anche oggi trattare in Medio Oriente che creare questioni di domestico consenso. Al che s'aggiunge forse e soprattutto per gli americani un riflesso culturale dell'altro secolo. Inghilterra-carbone; America-petrolio. È stato temporalmente inaudito che il capo non fosse capo perché anche padrone dell'energia. Il fatto che adesso l'energia ce l'abbia un altro sembra quasi che ti crei un diritto alla consegna.

Le porte chiuse poi in realtà sono solo tre. Arabia Saudita, Kuwait e Messico. Altrove la porta è aperta; ma l'accesso è (con pochissime eccezioni) regolamentato. Non è proibito l'investimento straniero; ma è lo Stato-padrone (delle risorse) che decide come e quando. E anche spesso ti obbliga al partenariato, e persino minoritario, con la locale Noc. Laddove non c'è solo Noc, si protegge tutto il branco. La Russia è il secondo produttore di petrolio, non solo il primo di gas. E dopo lo sbandamento dei primi anni, adesso si dedica anch'essa a pratiche di *resource nationalism*<sup>61</sup>; e nega tra l'altro per legge allo straniero partecipazione di controllo.

Se accetti le condizioni, sei comunque benvenuto. L'accesso, oltre a essere regolamentato, è però sempre più caro. Anche dove non si è ancora diffusa la tentazione di rivolgersi al *contractor* anziché alla Ioc, i margini si vanno sempre più stringendo. Sembrano ieri i bei tempi del *fifty-fifty*. In alcune aree messe in gara dalla Libia nel 2006 il rapporto tra i margini superava l'87/13; e per le aree più difficili e rischiose il *profit oil* massimo era intorno al 22%. E fu gara significativa e rappresentativa dello stato dell'arte; perché in aggiudicazione andavano insieme 41 blocchi<sup>62</sup>. Pochissimi non aggiudicati, nonostante termini e condizioni; e sugli altri ressa. Il margine sarà strettissimo, ma sembrerebbe essercene ancora. Per il resto tocca rassegnarci. Il petrolio è del Paese suo, e non patrimonio dell'umanità. Sono sovrani nel decidere l'apertura, e le sue modalità e forme. Quelli che non ce l'hanno si lamentano; ma per quel po' che ce l'hanno avuto non si sono comportati molto diversamente. L'Inghilterra negli anni '70<sup>63</sup> si era fatta la sua bella Noc, la Bnoc (British National Oil Cor-

INIZIO SECOLO

poration); e l'aveva pure concessa in dote obbligatoria alle Ioc's in cerca di aree<sup>64</sup>. La porta era aperta solo via *bidding rounds*, e dunque i tempi dell'attività li decidevano loro. Infine, avevano messo su da mane a sera un sistema fiscale che impediva il consolidamento (la tassazione diventava *field by field*. Lo chiamano *ringfencing*. L'effetto è tra l'altro che non puoi spendere sul resto dell'attività le avventure in perdita; insomma se ti va male l'esplorazione di un'area sono soldi persi e non altrimenti deducibili) e prevedeva una *petroleum profit tax* sino al 90%. Se adottato in altro e meno «civile»(?) Paese avrebbe fatto urlare alla confisca. Ognuno a casa propria ha sempre lavorato a spremere al meglio il limone e a governare a sua convenienza i tempi della spremitura. Nulla di nuovo sotto il sole.

Soprattutto in Medio Oriente. Di lamentela cupa perché il Messico non ha aperto se ne ode sinora poca. Il grande singhiozzo sono Arabia Saudita e Kuwait. Cosa in cui c'è un po' di paradosso. I Paesi arabi tradizionalmente più in rapporti con l'Amministrazione americana sono gli unici a tenere fuori le sue società petrolifere (ci sarebbe anche l'Iran, ma lì è meno semplice dire chi tiene fuori chi). Non, però, i suoi grandi *contractors*. Il lamento per l'Arabia suona anche per questo più lobby per le furono sorelle che reale ragione di timore per il futuro dell'Occidente. Tra l'altro l'Arabia ha pure aperto. Nel 2004 ha indetto una gara per l'esplorazione e produzione di gas naturale. L'idea era di consentire accesso al capitale straniero per lo sviluppo del gas da utilizzare sul mercato domestico, liberando così ulteriori volumi di petrolio per l'esportazione o quantomeno utilizzando la nuova fonte per fronteggiare l'aumento dei consumi energetici interni. Sin qui sembra andata, dal punto di vista dell'attività, meno che bene<sup>65</sup>; però può essere un precedente. Purché nessuno gli tocchi o anche solo sfiori il petrolio. Sul quale si danno da fare di loro. Nuove produzioni sono in arrivo; di cui la più importante, e che secondo le proiezioni saudite dovrebbe a regime superare il milione di barili/giorno, è quella di Khurais e dei campi limitrofi. Anche qui vi sono perplessità sulla mantenibilità dell'obiettivo<sup>66</sup>; ma anche sempre più condivisione tra gli analisti circa il potenziale di crescita della produzione saudita nei prossimi anni<sup>67</sup>.

Altrove sono forse meno bravi; e ancora altrove con molti più problemi sopra la terra che nel sottosuolo (Iran e Iraq). Tutti insieme, in Medio Oriente, sono l'isola delle volpi bianche. Quella dove i conigli sono più numerosi e più grassi. In linea di principio non hanno nessuna voglia di lasciare che le volpi rosse vadano a caccia nel loro territorio. Adorano l'ambra, e preferiscono cacciare loro e scambiare; e anche, se possibile, decidere loro quanta ambra vogliono, e in cambio di quanti conigli. Hanno avuto il sospetto, e forse il timore, che le tribù delle volpi rosse si coalizzassero per invaderli. Poi si sono rassicurate. Le volpi rosse preferiscono competere tra loro per i favori della volpe bianca piuttosto che

INIZIO SECOLO

fare unione. Adesso però c'è un problema. Alcune famiglie di volpi bianche sono cresciute di numero molto velocemente. I conigli sono ancora così numerosi che non ci si pone per ora il problema della loro fine. Però adesso devono catturarli anche per sé, e non solo per scambiarli con ambra. E i conigli man mano che passa il tempo sono sempre più difficili da prendere. Forse si potrebbe sperimentare. Vedere se portandosi appresso una volpe rossa non si riesce a far più preda assieme che separatamente. Qualche volpe bianca ci sta pensando.

Il *resource nationalism* si fa forte negli anni '70. Nel 1970, sommando Arabia Saudita, Iran, Iraq e Kuwait, erano 45 milioni e mezzo di persone. Adesso quasi 130; e nel 2020, a stima, 140<sup>68</sup>. Quasi il 400% di aumento della popolazione in 50 anni. Se ci aggiungi il resto del Medio Oriente, siamo vicini a 200 milioni<sup>69</sup>. Nonostante le politiche di pianificazione familiare, in Kuwait e soprattutto in Iran, dove la fertilità media è passata da 6,5 negli anni '70 a meno di 2 adesso; e nonostante che il tasso di crescita della popolazione su base regionale sia passato dal quasi 4% degli anni '70 all'1,7% che si proietta per gli anni a venire (e che comunque resta secondo solo al 2% previsto per il continente africano).

Non è forse giusto un caso che i due Paesi che restano chiusi alle Ioc's siano, insieme agli Emirati e agli altri microstati, quelli che nonostante il moltiplicarsi hanno mantenuto il miglior rapporto al mondo di barili prodotti per abitante. Anche per loro, ma soprattutto per gli altri, comincia però ad affiorare un tema di *time to market* assolutamente speculare al nostro. Perché adesso gli serve. L'intero Medio Oriente ha raggiunto in aggregato i 2 milioni di barili/giorno di consumi nel 1980. Adesso sono più di 6. Il gigante cinese, che dipingiamo idrovoro, nel 1980 consumava anch'esso 2 milioni; e dopo tanto sfracello a fine 2007 era poco sopra i 7, giusto in 27 anni un milione di barili d'aumento in più rispetto al Medio Oriente. Che a sua volta nel 2007 ha consumato un milione in più dell'intera America Latina e più del doppio dell'India<sup>70</sup>, che pure ci raccontiamo come minaccia. Per usare un altro parametro, il Medio Oriente si beve da solo i 2/3 della produzione saudita; tutto Ghawar, e un milione extra da altrove.

Non è solo cassa; è anche il carburante della loro crescita. Al punto che qualcuno di loro, pur avendone tanto e poco caro, arriva sino a subsidiarne il consumo. L'Iran a sostegno del consumo energetico ci mette più di 55 miliardi di dollari l'anno; di cui 35 solo nel petrolio<sup>71</sup>. La benzina (quasi) gratis per tutti come politica sociale.

Poi c'è la cassa. *Curse of oil* oppure no, il petrolio resta di gran lunga la maggiore voce di entrata dei Produttori. Più popolazione, più consumo, e più fabbisogno di cassa per lo Stato *rentier* in versione sociale. Magari scontano basso. Magari producono solo quello che serve a mantenere il sistema, anche perché del surplus non saprebbero cosa farsene. Se fosse

INIZIO SECOLO

vero, ciò accrediterebbe i sauditi della sindrome del cuneese; famoso all'inizio dell'altro secolo per tenere i soldi sotto il materasso non sapendo dove altrimenti metterli. Se fosse vero, basterebbe a stimolare il *time to market* che gli si offrisse di poter reinvestire con rendimenti superiori al petrolifero; e non porre limiti agli impieghi dei loro fondi sovrani sarebbe anche un modo indiretto ma efficace per stimolare la produzione (e anche però di fargli venire la tentazione di chiudere ermeticamente le valvole quando succede un Lehman).

Magari è vero, però rischia di diventare sempre meno rilevante. A qualunque tasso scontino, gli aumenta comunque e d'impeto il fabbisogno corrente. Nel 2007 regionalmente hanno prodotto poco più di 25 milioni di barili/giorno; e consumati 6,2<sup>72</sup>. Autoconsumano quasi il 25% di quel che producono; il che tra l'altro comincia a dare anche a loro qualche oggettiva ragione per non lasciarsi troppo sfuggire i prezzi, non solo come tradizionalmente al ribasso, ma adesso anche in direzione dell'eccesso di rialzo. Se non sembrasse provocazione politica, verrebbe quasi da constatare che più cominciano a diversificare loro, nucleare compreso, e più petrolio resta per noi.

Stanno diventando troppi per potersi sostenere giusto con il petrolio. Non c'è aumento della produzione fisicamente prevedibile che possa sostenere a lungo nelle forme dell'oggi l'aumento di spesa pubblica derivante dall'andamento demografico. Devono ristrutturarsi, a pena di deficit rovinosi<sup>73</sup>. Modificare il modello di Stato; e anche costruire fonti non petrolifere di entrata. Anche questo costa. Anche diventare meno dipendenti dal petrolio gli può richiedere, per paradosso e nel breve periodo, più petrolio. Se avremo un problema di *time to market*, e insomma se ci ritroveremo nel breve futuro a fare i conti con un eccesso di domanda, non sarà per decisione «politica» del Medio Oriente. Magari ci saranno problemi tecnici; magari di investimento; magari di priorità del consumo interno; forse anche di management. Ma non è più verosimile la decisione cosciente di sottoprodurre. Stanno diventando troppi per non cominciare ad avere la domanda, e non il tasso di sconto, come unico limite alla convenienza di produrre a tutta. Per le decisioni politiche, chiedete in Canada.

## La domanda

*Impact = Population × Affluence × Technology*.  $I = PAT$ .  $I = 1 \times 3X$ . In realtà 1-3, 3-X. Sono i numeri da qui al 2030 della International Energy Agency. Numeri del 2008. Poi qualcuno lo cambieranno; e anche in fretta. Nell'ipotesi la Popolazione sale dell'1% all'anno; il Prodotto lordo del 3,3; e la Tecnologia non si sa. Assunta comunque la tecnologia costante, il consumo di petrolio (I) cresce a sua volta dell'1% all'anno. Se simuliamo che

INIZIO SECOLO

nel 2009, tanto per fare cifra tonda, il consumo sia di 80 milioni di barili/giorno (in realtà scendendo da 85,45<sup>74</sup> – dato 2008 – si dovrebbe fermare comunque ben al di sopra degli 80) 1% vuole dire 80.800.000 nel 2010; 81.608.000 nel 2011; e così a seguire. Non è il chicco di riso che si esponenzia casella per casella sulla scacchiera; però è comunque una progressione. Poi ci devi aggiungere come detto la sostituzione della produzione che declina. Il primo anno sono 3,2 milioni se il declino è al 4%; 4 milioni se è al 5%; e così di seguito. Tutto per ribadire che a parità di tecnologia, con crescita della popolazione all'1%, per far crescere il Prodotto lordo mondiale del 3,3% all'anno ci serviranno ogni anno, nei prossimi 20 anni, da 4 a 6 milioni di barili «nuovi»; e che il numero varia in funzione del declino di quel che già produce e a parità di declino è in costante aumento nel tempo.

Nella vita nulla è lineare. Però se vogliamo per esempio fare finta, allora un altro dei tanti modi per giocare con  $I = PAT$  è appunto fingere una relazione lineare tra Prodotto lordo e consumo. La relazione ci dice che, fatte pari  $P$  e  $T$ , a ogni punto di  $A$  (intesa come Pil) corrispondono arrotondando per eccesso 250.000 barili/giorno. Se nel 2010 la crescita è zero, ti sei risparmiato 800.000 barili/giorno.

Poi ci sarebbe da giocare con  $P$  e con  $T$ . Con  $P$  peraltro giocare è pressoché vietato. La popolazione è culturalmente una variabile indipendente. Per carità anche in Italia se ne discute; chi mettendo il controllo demografico al centro di qualunque politica della sostenibilità<sup>75</sup>, e chi all'opposto da rigoroso *cornucopian* sostenendo che l'adozione di politiche di controllo demografico può accentuare il problema di scarsità di risorse cui vorrebbe ovviare, facendo tra l'altro diminuire «le probabilità di compiere un *breakthrough* tecnologico»<sup>76</sup>. Quel che è sorprendente è però quanto poco, rispetto ad altro, se ne discuta. La letteratura sul cambiamento climatico tende allo sterminato; quella sul cambiamento demografico meno assai. Eppure garantire energia a un miliardo di persone è diverso che garantirla a 6 e mezzo; e ancora di più dal garantirla agli oltre 9 miliardi che ci pronosticano per metà secolo. Incrocia  $P$  con il petrolio che a un certo punto ti finisce davvero, nel senso che ti tocca cambiare infrastruttura e forse anche struttura della mobilità, e l'idea che forse sarebbe meglio viaggiare più leggeri magari ti prende. Dedicarci qualche pensiero in più potrebbe non essere una cattiva idea. Però non sembra di buon gusto divulgare che i dati documentano una correlazione sempre più stretta e inversa tra benessere economico e natalità. Ed è quasi tabù che dell'uomo ci si provi a ragionare in termini di specie anziché di tribù eletta. L'evoluzione genuflette alla sacralità, quando non anche alla magia.

Accontentiamoci di  $T$ . E dato che  $I = PAT$  non è scienza ma almeno qui solo strumento di racconto e divulgazione<sup>77</sup>, infiliamo dentro  $T$  tutto quello che ci serve. Tutto quello che crescendo diminuisce il consumo.

174

INIZIO SECOLO

Nuova tecnologia in senso proprio; efficienza e risparmio. Un modo molto imperfetto ma comunque utile per provarci a misurare l'impatto di  $T$  sembrerebbe l'intensità energetica. Ovvero il rapporto tra energia consumata e ricchezza prodotta; misurato in termini quantità di energia consumata per unità di prodotto. Apparentemente abbiamo di che congratularci. Dalla crisi del '73 a oggi abbiamo quasi dimezzato la nostra intensità energetica<sup>78</sup>. Che a prima vista sembrerebbe voler dire che possiamo fare adesso con poco più di mezzo barile quello che 50 anni fa riuscivamo a fare con un barile pieno. O anche che in termini di suo peso sui nostri conti, attraverso la diminuita intensità energetica abbiamo in qualche modo neutralizzato preventivamente l'impatto sul nostro ciclo economico di un raddoppio dei prezzi della materia prima. Se allineo i prezzi in termini reali, e li raffronto a parità di intensità energetica, mi viene fuori che il giorno in cui ho pagato di più un barile è stato ed è ancora quello in cui l'ho pagato 38 dollari, nel 1980, e non quello in cui l'ho pagato 147, nel 2008. Ti viene fuori che l'unanime coro sull'intervenuta fine del *cheap oil* è in parte questione di punti di vista; ovvero del punto del ciclo produttivo in cui ti sei fermato a guardare. Se raddoppia il prezzo del greggio (e assumendo qui che giusto per questo esempio e per una volta il costo di produzione del petrolio c'entri qualcosa con il suo prezzo) vuol dire che a monte non è più *cheap*. Se però in contemporanea con lo stesso pieno fai il doppio dei chilometri, tu ci spendi uguale. Per te è ancora *cheap*. E se poi riesce ancora a essere utile portandosi sulle spalle una componente finale sul prezzo alla pompa del 60%, vuol dire che per quel che fa è ancora molto *cheap*.

Un'altra bella notizia, nella sua stranezza (?), è poi che la riduzione dell'intensità energetica sembrerebbe procedere con una linearità slegata dall'andamento dei prezzi. È da 50 anni che diminuisce grosso modo in maniera costante nelle comunità dei Paesi che si dicono sviluppati; e indipendente almeno all'apparenza da shock, stabilità o depressione. Sembrerebbe essere guidata da un qualche meccanismo interno di competizione tecnologica e/o di sviluppo (se tale è anche l'emanciparsi da un apparato industriale energivoro)<sup>79</sup> che procede con larga indipendenza dal variare del costo della materia prima<sup>80</sup>. Il procedere di  $T$  sembrerebbe in definitiva mostrare, nel lungo periodo, una pronunciata indifferenza al prezzo.

Detta così, peraltro, necessita poi di una raffica di qualificazioni. La prima è che l'intensità energetica è come l'incremento demografico. Grosso modo inversamente proporzionale al livello di sviluppo. L'evoluzione comincia bruciando sterco, che adesso più gentilmente chiamiamo biomassa e ha rese meno che spettacolari. Poi dopo varie tappe socio-energetiche il modello standard prevede che lo sviluppo abbia a disposizione una buona base di industria pesante, di quelle che più energivore non si può. Infine se sei arrivato primo il modello ti consente la transizione al

175

INIZIO SECOLO

bello di una società che produce sempre più servizi e sempre meno hardware, magari lasciando pure che un po' del necessario lavoro sporco lo si faccia altrove. Arrivato lì, non è così difficile far calare l'intensità. Basta delocalizzarla. Altrove aiutati anche dal tuo delocalizzare magari è il contrario; e difatti è bastato che si mettesse in moto la Cina perché tornasse su scala mondiale a schizzare verso l'alto il rapporto tra consumo di energia primaria e Pil<sup>81</sup>.

La seconda qualificazione è che l'intensità energetica mette a numeratore il 100% dell'energia primaria, e qui stiamo parlando solo di petrolio. Il differenziale può cambiare non di poco lo scenario. In Europa lo cambia per certo. Dal 1990 al 2005 nei Paesi dell'Europa a 27 l'intensità energetica è diminuita grosso modo del 20%. Quella del settore trasporti, che a futura memoria è quella che più ci interessa, solo però del 5%<sup>82</sup>. La parte preponderante della riduzione dell'intensità nell'Unione europea avviene in settori dove il petrolio si usa e si userà sempre di meno. L'intensità energetica si sarà anche (quasi) dimezzata in 50 anni; però questo non significa che quel che 50 anni trasportavamo per 10 km con un litro di benzina adesso lo trasportiamo per 20. L'intensità energetica della mobilità è diminuita meno di altre.

La terza, e decisiva, è che la minore intensità energetica non necessariamente ti diminuisce la domanda. Anzi qualcuno dice che te la aumenta. È il paradosso di Jevons: «*It is wholly a confusion of ideas to suppose that the economical use of fuels is equivalent to a diminished consumption. The very contrary is the truth*»<sup>83</sup>. La diminuzione del costo stimola il consumo. Facevi 10 km con un litro; e a parità di costo adesso che con un litro ne puoi fare 15 finisce che ne fai 20. Tanto costa poco. A livello Paese sembra influire persino meno. In Occidente al diminuire dell'intensità energetica negli ultimi 20 anni ha fatto quasi regolarmente riscontro l'aumentare del consumo assoluto<sup>84</sup>.

Se abbiamo sempre aumentato i consumi assoluti di energia pur dimezzando la sua intensità, potrebbe significare solo che l'economia ha tirato. È «A» che è cresciuta. O se volete il Pil. Solo che più chilometri fai e più lo ingrassi, il Pil; che non è solo benzina ma ricambi e la macchina da cambiare prima e quant'altro. Insomma Jevons e Pil forse un po' tra loro si autoalimentano. Quel che è certo è che a oggi le riduzioni di intensità non hanno aperto la strada a uno stabile declino dei consumi; e che anzi abbondano nelle singole esperienze statali esempi di segno contrario<sup>85</sup>.

Non è con efficienza e risparmio che (necessariamente) riduci la domanda. E il tuo problema è che se vuoi intervenire sul *time to market* è solo o quasi intervenendo sulla domanda che tu consumatore puoi creare un cuscinetto. La tensione sull'offerta è la radice del problema, e non sei tu che ne controlli lo sviluppo.

176

INIZIO SECOLO

Diminuire il consumo assoluto. Si scrive petrolio ma si legge automobile. Poi anche autocarro, furgone, aereo e persino nave. La recessione ti fa obbligo di usarne meno. La proiezione 2009 dice che gli Stati Uniti, tra 2008 e 2009, lasceranno sul terreno più di un milione e mezzo di barili/giorno<sup>86</sup>. Addirittura 1.730.000. L'intera produzione della Libia. Insomma se hai un problema di *time to market* la recessione te lo risolve.

La questione è se lo si possa prevenire per vie meno cruente, insomma per regola, o addirittura per consenso. Qui il decisore si trova davanti a due paradossi. Il primo è che, qualunque sia la sua *constituency*, è una *constituency* di baciati dal petrolio. Non è solo automobile; è agricoltura, chimica e quant'altro. Quasi ogni oggetto di vita quotidiana ne è impregnato<sup>87</sup>. E per quanto in ciò che non è automobile non dovrebbe essere troppo difficile trovargli un sostituto, e lo stesso gas naturale possa candidarsi a quasi tutto, c'è un piccolo subdolo legame che comunque lo lega, o rischia di tenerlo legato al resto. Il petrolio è quello che ha la maggiore apparenza di un «mercato»; e per quanto il *decoupling* con i prezzi degli altri possa essere conclamato, ti resta comunque un *benchmark*. Insomma il riferimento attorno a cui finiscono per ruotare gli altri pezzi e prezzi dell'energia. C'è un po' di esitazione nel toccarlo; e figurarsi nel ridurlo o addirittura razionarlo. È il paradosso dello sceicco. Parlandone male magari in nome di Huntington<sup>88</sup> ti fai campagna elettorale; ma non comprendogli il petrolio perdi le elezioni.

Poi c'è l'altro paradosso. Il petrolio ci ha sollevato dal lavoro manuale compiendolo lui stesso. Con la mobilità ha permesso la delocalizzazione. In qualche modo è stato anche il carburante di un mondo che concentra sempre più la popolazione nella realtà urbana e però sempre più ne tiene fuori la produzione. Grosso non è più bello; e il pesante lasciamolo per quel che si può a quelli ancora in sviluppo. Nel generale sbaraccamento industriale, dopo averci liberato dal lavoro il petrolio è però garante e causa delle ultime grandi concentrazioni di lavoro e fabbrica che sopravvivono nei luoghi dello sviluppo. Ha obbligato alla sopravvivenza i luoghi della produzione dei suoi serbatoi; e dei suoi motori. Nato per negare occupazione adesso ne preserva.

Tocchi il petrolio, e tocchi l'industria automobilistica. L'ultima grande o quasi produttrice di grosse concentrazioni di forza lavoro nell'Occidente opulento. Qui c'è più che esitazione nel toccare. Ci sono governi magari conclamatamente entusiasti all'idea che aumentino le pale dell'energia, e il vento ci faccia puliti. Però se provi a suggerire di accelerare gli standard di Euro V a tempistiche non comode per le loro automobili nazionali ti tolgono il saluto; e se provi a penalizzare le grandi cilindrature ti vetano non il voto ma già il pensiero. Ogni riferimento alla Germania è affatto casuale. Però altrove è assolutamente lo stesso.

Eppure qualcosa s'è fatto. Di qui e di là dall'Oceano. Di qui il model-

177

INIZIO SECOLO

lo non è mai stato particolarmente creativo. Tasse. Applicate in dosi che più che raddoppiare il prezzo, dovrebbero disincentivare il consumo. Quanto poco ci siano riuscite, sta solo a dirti quanto poco costasse il petrolio rispetto alle necessità che incarna (persino a 147 dollari/barile). Di là ci hanno provato altrimenti. Cafe. Hanno messo per legge un limite al consumo delle automobili di nuova costruzione. Non a ogni singolo autoveicolo; ma alla media dei consumi dei veicoli di ciascun produttore. Partendo dalle portaerei mentre noi di regola giravamo in pattino è stata un'opzione sin troppo ovvia. Però non priva di risultati. Quando nel 1975 hanno introdotto l'idea, il consumo medio del parco veicoli circolante era arrivato a 17,7 litri per 100 km. Nel 1987 il consumo dei veicoli di nuova produzione lo hanno fatto atterrare a 8,6 (27,5 miglia per gallone). La metà; che però li faceva giusto avvicinare a noi, e ancora non ci sorpassava. Poi fu mercato. L'americano è molto più sensibile di noi a come gli cambia il Brent. Con una pressione fiscale media intorno al 20%, l'ammortizzatore-tasse è assai ridotto; e il prezzo al Nymex si trasferisce molto più velocemente e trasparentemente alla pompa<sup>89</sup>. Quando il Cafe è andato a pieno regime, il prezzo del greggio si era seduto, e tanto. C'era qualche problema di consenso a limitare il consumo. Il mercato (?) dettava altrimenti. Fecero l'eccezione, e ammazzarono la regola. Ai *light trucks* di nuova produzione, chiamateli camioncini o furgoni o quant'altro, fu consentito un consumo medio del 30% più alto (20,7 miglia per gallone). E si editò che i Suv erano *light trucks*. Il mercato si scatenò entusiasta. Nel 1985, la quota di Suv combinata di Chrysler, Ford e General Motors rappresentava il 21% della loro produzione totale di veicoli. Nel 2001 era salita al 63%<sup>90</sup>. Tanto bastava, o quasi, a farti dire che se volevi contenere la domanda dovevi rassegnarti al rischio, per non dire alla certezza, di perdere le elezioni. Se lasci decidere al consenso, ti mette giusto in moto il furgone e te lo moltiplica pure. O è regola, e non annunciamogliela quando gli chiediamo di votarci, oppure è recessione. Poi il 2007-2008 le ha fatte saltare tutte a tappo di champagne, Chrysler, Ford e General Motors; ma questo ti dice solo che la catena di montaggio dei serbatoi è persino più inflessibile dell'infrastruttura del carburante. Si fa prima a rendere flessibile persino il raffinare che a cambiare la catena di produzione di chi deve farci il pieno.

I Suv comunque sino all'alba del 2007 si moltiplicano, e qualcuno magari da isolato ci fa di conto. Se invece di aumentare di 1/3 diminuisce di 1/3 (facciamo 35 mpg) non fai nulla di trascendentale; ti porti solo grosso modo sulla media della produzione giapponese. E tecnicamente nulla è di ostacolo a dimezzare *tout-court* i consumi automobilistici entro un decennio<sup>91</sup>. Forse, verrebbe da dire; e solo perché il consenso puoi magari analiticamente escluderlo dai fattori «tecnici». Eppure, nonostante che l'esplosione dei Suv sia più di un indizio della non travolgente popolarità

INIZIO SECOLO

dei Cafe, alla fine magari tardi ma si decidono e lo fanno: 20 anni dopo li aggiornano, i Cafe. Energy Independence and Security Act, Eisa. Diventa legge il 19 dicembre 2007. Contiene tante cose, come si conviene a una legge che vuole prescrivere la politica energetica degli Stati Uniti. Tra le tante, la revisione dei Cafe. L'obiettivo è 35 mpg; 14,8 km per litro. E i *light trucks* ridiventano automobili; 14,8 anche per loro. Non si può cambiare l'industria automobilistica dalla sera al mattino. E dunque si fissano tappe di avvicinamento. Bush nel 2007 mette l'obiettivo al 2020; e Obama nel 2009 lo avvicina al 2016. Il sistema non è immune da critiche<sup>92</sup>. Resta che se fossero arrivati a 14,8 di media già oggi, sarebbero grosso modo 4 milioni di barili/giorno in meno. Potresti fare a meno dell'intera produzione dell'Iran; e senza neanche invaderlo per conservarlo.

La notizia vera è che sembrerebbe stare cambiando anche la percezione, e perciò il consenso. Quello che ti faceva perdere le elezioni non più tardi di ieri potrebbe aiutarti a vincerle adesso. L'esperienza della non sostenibilità del prezzo sembra cominciare a convertire la *constituency* all'idea della finitezza. Per ora è giusta sensazione; ma c'è per la prima volta il rischio che diventi sentire comune. L'esperienza. Un pezzo dello sprofondare del prezzo era leggibile già prima di Lehman. Il petrolio è automobile; e al 2007 gli Stati Uniti consumavano quasi il 25% della domanda mondiale. Come dire che il prezzo in definitiva si fa lì. Il prezzo saliva, e loro consumavano meno; che senza ammortizzatore fiscale se ne accorgevano praticamente in giornata; 1,7 milioni di barili in meno del 2009 rispetto al 2007 è per 1,3 milioni caduta della domanda già del 2008. Ed è cominciata prima dell'ultimo trimestre. Insomma prima di Lehman. Hanno tirato un po' su il piede dall'acceleratore<sup>93</sup>. Poi il prezzo è sprofondato; quello del greggio e quello della benzina. La società di sondaggi Gallup gli ha chiesto se quando sono aumentati brutalmente i prezzi avessero cambiato abitudini di guida. Il 64% ha risposto sì. Poi ha chiesto a quelli che avevano cambiato se adesso che il prezzo era sprofondato ricambiavano. Gli ha risposto di sì solo il 12%<sup>94</sup>. Il Cafe è maggioranza. Nel 2008 il prezzo della benzina li ha scottati come mai. C'è una *constituency* in movimento. Non è consumare meno per consumare tutti. È consumare meno per consumare noi; che il prezzo della mobilità individuale nel mezzo del 2008 creava forse per la prima volta anche alla *upper middle class* o almeno a suoi pezzi un conflitto tra lo stile di guida (e il consumo del mezzo) e la retta della scuola dei figli. Se la guardate da questo angolo magari ristretto, l'appoggio dell'Amministrazione americana all'ingresso di Fiat in Chrysler è anche un modo per anticipare ulteriormente i Cafe (...). La transizione dalla Mustang alla Topolino non ti cambia né il mondo né il petrolio; ma il costo della tua mobilità un po' lo modifica, e l'orizzonte del petrolio in qualche modo te lo allunga. C'è il rischio che sia vero che si sono rimessi a fare politica.

INIZIO SECOLO

Gli ultimi scenari e proiezioni che cominciano a uscire si adeguano veloci. Si proietta l'idea che i consumi americani da qui al 2030 siano a crescita zero<sup>95</sup>. Qualcuno a zero vede già anche l'Unione europea, e i consumi americani persino decrescenti<sup>96</sup>. La Cina e quel che non è Occidente viaggiano in direzione ostinatamente contraria. Sono loro, secondo le proiezioni, a far sì che nel 2030 al declinare dell'intensità energetica continui a fare riscontro l'aumento in cifra assoluta dei consumi. In Occidente invece gli scenari e le proiezioni del dopo Lehman raccontano per la prima volta una storia diversa. Continuano a postulare che il futuro sarà crescita. Di «A» per *Affluence* per modello o ideologia uno scenario o proiezione in qualche modo «istituzionale»<sup>97</sup> non è in grado di fare a meno. Crescerà. Non puoi modellizzare l'irreversibilità della crisi. I modelli descrivono così un futuro in cui crolla il consumo automobilistico, e dunque cambiano le forme della nostra mobilità individuale; ma il crollo è controbilanciato da una crescita equivalente dei consumi della mobilità commerciale, che è quella che fa da motore alla nostra crescita economica. Meno *light*, e più *heavy trucks*; o se volete Tir. Però il tarlo che vi è sotteso è che si possa infine crescere diminuendo i consumi assoluti di energia, e non giusto la sua intensità. Non è ancora esplicito, ma arriverà presto. Agli anziani, cui appartengo, l'idea che «T» possa arrivare a tanto con «P» che continua a crescere pare giusto sogno, o ideologia. Però P in Occidente non cresce, e anzi se cambia è per diminuire; e anche e insieme non è vero che più risparmio o *conservation* e più efficienza finiscano fatalisticamente per aumentarti i consumi assoluti. Il decisore può cambiare il fato con misure di effetto più che equivalente. Può farti consumare meno con più tasse; o con limiti assoluti al consumo (com'è con i Cafe); o con altro. La *regulation* può battere Jevons; e abbatterne il paradosso.

Se riabiliti efficienza e *conservation*, non puoi non accorgerti che i margini di T sono ancora grandi. Per citarne uno. Il motore di Otto e il veicolo che ci aveva costruito attorno nella loro concezione di base li abbiamo in 130 anni cambiati meno di quel che ci capitò di pensare. Sono tra i più inefficienti strumenti di conversione che ci siano rimasti. Considera 100 l'energia che sta dentro al greggio che estrai; e già si è ridotta a 83 per quello che ne fai raffinandolo e trasportandolo fino alla pompa. Poi lo infili in un meccanismo (l'evoluzione del motore di Otto) che quando va benissimo ha un'efficienza del 35% (in media del 32). Poi per trasmettere il frutto della conversione alle ruote devi superare frizioni e ostacoli di ogni genere e tipo, inclusi alla fine gli attriti con la sede stradale. *From well to wheels*: 100 era quando è arrivato a testa pozzo; e 17 è quello che alla fine ti resta per lavoro utile<sup>98</sup>. Si può fare di meglio. A condizione di non aspettarsi comunque, dal miglioramento possibile, né panacea né miracoli. Non stai convertendo risorse in riserve, che è giusto que-

INIZIO SECOLO

stione di prezzo. Stai convertendo nel motore il tuo carburante in energia termica, e quando poi ti muove le ruote in energia cinetica. Nel processo non puoi non perderci, e pure tanto. Non perdi energia; perdi calore. Non è prezzo; ma fisica e termodinamica. Però 17 è migliorabile. Se lo elevi a 19, sono 800.000 barili/giorno. Il tuo 1% di aumento del consumo al 3,3% di aumento del Pil. In parallelo, puoi cercare altrimenti e comunque di diminuire il consumo di energia per distanza percorsa. Un motore ibrido non migliora il 17. Però limitatamente o quasi alla circolazione urbana ti riduce il consumo<sup>99</sup>. Un'auto meno pesante e perciò meno necessitata di essere potente ti aumenta i chilometri che riesci a fare con un'unità di energia. Ti aiutano entrambi a coniugare il diminuire dell'intensità con il diminuire del consumo; e a parità di distanza, e verrebbe (impropriamente) da dire di lavoro utile. Insomma senza che la diminuzione del consumo sia di necessità preclusiva della crescita. Comincia forse a balenarti il sogno, o anche solo l'inaudita idea di un picco della domanda di petrolio che anticipa quello tecnicamente possibile dell'offerta<sup>100</sup>. Insomma l'idea che sulla domanda si possa lavorare per davvero. La memoria dei prezzi del 2008 ti dovrebbe aiutare a cercare di farlo sinanco per consenso.

L'idea, per chi non l'avesse per mia colpa capito, mi piace. Perché è in definitiva l'unica idea che dipende da noi. Mi sento l'obiezione dell'economista. Scafato, più che cinico. Riesci a fare scendere la domanda (auguri!); ti scendono di conseguenza i prezzi; e per la nota ciclicità petrolifera non investe più nessuno. Avevi un problema di *time to market* a 85 milioni di barili/giorno; e se nessuno investe te lo ritrovi poi uguale se non peggiore a 75. Tra una recessione a 85 e una a 75 preferisco comunque godermi il Suv in mezzo. Ineccepibile. Se non fosse che non mi fido di *Godot*. Magari hanno ragione i *cornucopians*, ma io testone continuo a non fidarmi. E considerando il ragionevole arco temporale che mi resta, spero di salutare avendo visto solo recessioni da *time to market*, e ancora nessuna perché proprio e per sempre manca e non c'è ancora altro. Non mi dispiacerebbe che fosse lo stesso per la mia prole. Bisognerà riuscire a scontare giusto.

## Sicurezza

Con la carta ricoperta dallo scrivere di sicurezza energetica abbiamo deforestato assai. Senza neanche capire mai benissimo, io tra i primi, di che cosa stessimo cercando di parlare. Qualcuno ancora arriva a teorizzare che sicurezza coincida con indipendenza energetica, e si prova pure a praticarlo. Quando avremo imparato a convertire efficientemente la radiazione solare a ogni nostro volere, e/o avremo compiuto la transizione all'energia democratica e idrogeno e rinnovabili avranno messo ciascuno

INIZIO SECOLO

di noi in grado di essere l'autoproduttore di se stesso<sup>101</sup>, avremo infine realizzato la coincidenza di indipendenza e sicurezza. Però intanto si continua ad andare a combustibili fossili per più dell'80% di quel che serve, e nessuno si azzarda a ipotizzare che possa cambiare alla grande da domani.

Se il fossile non ce l'hai, devi andartelo a comprare. E anche se ce l'hai, usare solo il tuo non è una buona idea; è protezionismo. L'espressione «indipendenza energetica» ha molto fascino. Ne avrebbe di meno l'uso, peraltro più corretto, del suo equivalente. «Autarchia energetica». I nostri nonni dall'autarchia ci sono passati. E hanno depositato e fatto sedimentare un comune sentire. Autarchia vuole dire che ce n'è di meno e che costa di più<sup>102</sup>.

Eppure le due parole campeggiano assieme nell'ultimo piano energetico americano, Energy Independence and Security Act, 2007. Nelle parole presidenziali d'epoca, però, era dalla dipendenza della droga petrolio in quanto tale, e non giusto dalla sua importazione, che si doveva liberare un Paese «*addicted to oil*». Se ci tocca importarlo, allora cambiamolo piuttosto con qualcos'altro. E nel frattempo la sicurezza sta soprattutto nel non dipendere o comunque nel dipendere il meno possibile dall'importazione mediorientale, che sennò si rischia di dare armi alle canaglie<sup>103</sup>. Un po' è riflesso imperiale. Gli americani sono stati padroni del petrolio per 100 anni. E per decenni di gran lunga i maggiori produttori al mondo. Vero o falso che sia, il senso dell'esistenza di un nesso di potere ed energia al loro senso comune si è appiccicato.

La storia, da antitrust e *regulation* alle sette sorelle, è lì a dirti che loro del mercato non si sono mai fidati. Se non proprio la proprietà, almeno il controllo; che domanda e offerta lasciate sole non mi fanno dormire tranquillo. Da Nixon quando debuttò lo shock (che fu essenzialmente shock non per la scarsità, ma per la perdita del controllo diretto), al piano Carter, a Bush padre e figlio, a Obama. Quando si fanno piani energetici, risuona comunque l'invocazione/evocazione dell'indipendenza. Magari Nixon voleva arrivarci con il nucleare, e Obama con le energie rinnovabili. Però il cosa, e cioè l'*independence* come unica forma certa della *security*, ha comunque sempre priorità sul come. Il mercato è bello se è aperto. Ma se è aperto ridisegna quotidianamente i rapporti. Anche, in ultima istanza, i rapporti di forza. Il potere e una potenza, per definizione, se proprio devono ridisegnarsi vogliono poterlo fare da soli. Il mercato li fa sentire vulnerabili.

Vulnerabili a cosa? E sicuri di cosa? Dipendenza non è, parlando di sicurezza, il contrario di indipendenza. Nell'uso comune, quest'ultima si è venata di politica; e quell'altra è giusto fisica. Vogliamo essere, soprattutto nell'accezione americana, «indipendenti» dall'importare, o quanto meno garantircene la «sicurezza». Siamo comunque «dipendenti» dal pe-

INIZIO SECOLO

trolio, ma che sia «nostro» o meno ci fa una grande differenza in termini proprio di sicurezza (anche se verrebbe da dire di dipendenza).

La dipendenza, anzitutto. Che poi è funzione della sostituibilità. Noi dipendiamo dal carburante, non dal petrolio; e dunque nella nostra mobilità dai prodotti del petrolio, e perché e per quanto non abbiamo direttamente a portata di mano null'altro di equivalente con cui far funzionare i nostri motori. Se si potesse produrre economicamente un pari potere energetico di carburanti vegetali dalla sera al mattino e se i nostri motori non avessero bisogno di modifiche per bruciarli nessuno parlerebbe più di sicurezza. Si discuterebbe solo di quale possa essere il mix più conveniente; e sarebbe un meraviglioso dibattito tra quelli secondo cui il carburante vegetale ci sottrae cibo e quelli per i quali invece l'idrocarburo ci surriscalda il pianeta. Siamo «dipendenti» intanto in quanto non siamo in grado di cambiarlo efficientemente con altro; e/o in quanto non siamo in grado di farlo tempestivamente.

Qui i fratelli tornano a divergere. Il gas impiegato nella generazione è assai più sostituibile di quanto lo sia il petrolio usato nella trazione. Puoi fare generazione con nucleare, carbone e rinnovabili varie già adesso. Tecnicamente, in punto di sostituibilità, non sei «dipendente» dal gas. Puoi virtualmente coprire il 100% della generazione con altro, e senza che i costi ti schizzino troppo. Non lo fai perché a carbone e nucleare, direbbe un economista dell'ambiente, associ esternalità che te li rendono sconvenienti; e perché alle rinnovabili, con poche eccezioni, associ costi puri ancora sensibilmente più elevati. Però si può fare; le esternalità per quanto esistono sono forse comprimibili al ragionevole, e serialità e ricerca un po' alla volta dovrebbero farti scendere il costo del nuovo. La tua dipendenza non è tanto dalla materia, quanto dai tempi della sua sostituzione. L'insostenibile pesantezza dell'infrastruttura. Prima che tu riesca a cambiare centrale, ti tocca sopravvivere a inverni di gelo e di buio.

Il petrolio, o meglio i suoi prodotti da trazione, non puoi allo stato sostituirli; 85 milioni/giorno di barili di petrolio equivalente da etanolo e biodiesel sono probabilmente oltre il limite della terra, per non dire del costo<sup>104</sup>. L'idrogeno stai facendo l'abitudine ad aspettarlo; e sulle batterie lo sfondamento tecnologico continua a latitare. Al massimo ti riesci di allungarlo con un po' di bio, com'è al 10% l'obiettivo attuale dell'Unione europea. Oppure di usarlo meglio, cercando di ridurre le perdite di conversione. Ma nell'orizzonte visibile a farne a meno nemmeno si può alludere. Con fratello gas puoi immaginarti una politica di diversificazione delle fonti. Con il petrolio puoi solo sperare che duri. Il Signore della mobilità non ha rivali.

Vuoi perciò essere «sicuro» che non ti manchi. La mancanza può essere di due generi. Temporanea o definitiva. Per quella definitiva, l'unica sicurezza è avere fatto in tempo a cambiarlo con qualcos'altro. Se ti

INIZIO SECOLO

senti *cornucopian*, lasci fare al mercato e attendi che il prezzo faccia da levatrice ai sostituti naturali. Sennò cerchi di stimolare un po' il cambiamento. Che vuol dire che usi della *regulation* per rallentare i consumi e stimolare la ricerca. Nel che si esaurisce (e non paia poco) la pratica possibile del cercare di costruirsi la sicurezza che la perdita definitiva non sarà catastrofe.

Quella temporanea. O, che è lo stesso, parziale. Calamità tecnica, dall'uragano all'inondazione. Calamità politica, dall'embargo alla guerra. In punto di tuo fabbisogno, vuole solo dire che per un po' di tempo, di regola non predeterminabile, ci sarà meno offerta. Il 1973 dovrebbe poi aver insegnato che se è meno offerta, è meno offerta per tutti. L'embargo selettivo non funziona. L'Arabia Saudita boicotta Stati Uniti e Olanda; e il risultato netto è solo che glielo vende qualcun altro, o direttamente o dopo averlo comprato lui dai sauditi. Non è possibile boicottare giusto qualcuno mantenendo riforniti gli altri. «*The world market, like the world ocean, is one great pool*»<sup>105</sup>.

Se c'è calamità è più dura che in passato. Per anni un Produttore in meno, o anche due, erano la gioia degli altri; che nell'era della sovrabbondanza voleva solo dire che gli altri potevano finalmente produrre a tutta. Prima, regnanti gli americani, il mondo era pieno di risorse nascoste sotto il tappeto ma velocemente scopribili e producibili dopo la promozione a riserve. Poi ansia di proventi Opec e nostra sdegnata reazione hanno prodotto la spaventosa *spare capacity* implicita in tutti gli anni '80, e anche per un po' oltre. Adesso se ti manca anche un solo Paese c'è il rischio che si ansimi. Il 5% della produzione mondiale corrente equivale al 100% di quella iraniana; e senza ci ritroviamo con qualche difficoltà. Però l'equilibrio dei bisogni lavora a garantirti che la calamità politica, qualunque sia la sua origine, sia comunque temporanea. È l'interscambio il fondamento della tua «sicurezza». Togli il reddito petrolifero al governo produttore, e insieme al reddito avrai tolto il governo. La sicurezza dell'esportazione può essere più vitale della sicurezza dell'approvvigionamento. L'indipendenza non ha senso; la prevenzione delle difficoltà temporanee di approvvigionamento e dei loro effetti sul tuo ciclo invece sì.

Non puoi contare più su capacità di produzione inutilizzata e devi decidere se comprarti un'assicurazione contro una parziale contrazione dei flussi, e quale. Il tema della sicurezza in caso di calamità è tutto qui. Un'assicurazione costa; e il premio è funzione del rischio che ti copre. La sicurezza costa; e devi decidere quanta ne vuoi comprare. Qualche generazione fa si faceva scorta di cibo per l'inverno. Era il costo della «sicurezza»; che d'inverno la campagna non dà frutti e non è detto che cibo altrimenti si trovi. Adesso fai scorta per la calamità. Cerchi cioè di prevenire l'automatico svolgersi in crisi e recessione di un temporaneo pro-

INIZIO SECOLO

blema di approvvigionamento<sup>106</sup>. L'unica cosa che se vuoi si può discutere è se i 90 giorni di magazzino che hai messo assieme siano pochi o troppi, e se il coordinamento con gli altri Paesi Ocse sia efficace o meno. E poi si può discutere anche di come lavorare agli «aspetti psicologici»<sup>107</sup> della sicurezza. Che sono quelli che ti rendono la riserva rigida. Puoi fare scorta a 90 o 180 giorni; ma se la percezione è che toccarla sia comunque il segnale della fine, allora fare scorta è solo un costo e tanto vale tenerne lo stretto commercialmente necessario. Un magazzino ha senso se fa da polmone, e non da cassaforte. Ragionevolezza dello stock rispetto al rischio, che è misurabile anche in termini di costo di opportunità; e gestione della sindrome della fine. In questo sta l'essenziale che puoi fare per la tua «sicurezza». A parlare anche d'altro, rischi di eccedere nella deforestazione.

Fuor di mancanza temporanea o definitiva, di sicurezza si parla anche in termini di garanzia della conservazione della propria fetta. Chiamiamola, seppur orribilmente, sicurezza concorrenziale. Il petrolio diminuisce, e comunque la popolazione cresce e le automobili pure. Ci sarà conflitto sul come ci dividiamo quel sempre meno che resta. Europa e Cina, per fare giusto un esempio, che entrano in competizione per l'accesso alle risorse. È «il ritorno della geopolitica. Le alleanze politiche serviranno in futuro anzitutto a garantire alle rispettive economie accesso a mercati e a risorse vitali»<sup>108</sup>. Sarà, ma avrei qualche dubbio. Non mi è chiaro che cosa c'entri la sicurezza con la concorrenza; se non per reclamare sicurezza *dalla* concorrenza.

Il pericolo cinese, per tacere degli altri. Anche, a guardare numeri e metodi, un po' esagerato. Nel 2030 le proiezioni, per quel che valgono, attribuiscono alla Cina una popolazione grosso modo tripla rispetto all'Europa; e un consumo di liquidi per trasporto di circa 8 milioni di barili/giorno, ancora cioè – seppure di poco – più basso di quello proiettato per l'Unione europea<sup>109</sup>. Difficile spiegarli che devono fermarsi prima. C'è persino il benefico rischio che imparino dal nostro modello e dai nostri errori; e si evitano sin dall'inizio di guidare portarei e di sviluppare un'infrastruttura largamente inefficiente<sup>110</sup>. Se poi non lo facessero, temo avremmo scarso titolo per rimproverarglielo. Stiamo parlando del loro sviluppo, non della nostra sicurezza.

Si sviluppano, e a seconda del tasso di crescita loro e nostro è possibile che lo sviluppo esiti nel fatto che si allargano loro, e ci restringiamo noi. La storia è fatta di ascese e declini. Non solo di grandi potenze, ma anche di piccoli Stati<sup>111</sup>.

C'è chi paventa l'ineluttabilità di un conflitto per le risorse, e sviluppa il proprio timore sostenendo che potrà essere ricomposto solo dalla cooperazione internazionale; o, in alternativa secca, dalla guerra. A me sembra un po' parodia dell'altro secolo<sup>112</sup>. Le cancellerie ormai si sopravvi-

## INIZIO SECOLO

vono; e i ministeri della guerra sono tra le poche istituzioni della burocrazia che ci è riuscito nel frattempo di chiudere. L'idea del conflitto assume un futuro in cui il petrolio è ancora «utile»; e dunque produce e vende a un prezzo che continua a farne un carburante efficiente (se non fosse «utile», non ci sarebbe conflitto). E assieme una condizione che non è. Quella per cui un eccesso di domanda non possa essere arbitrato che dalla diplomazia (che questa è ancora la forma positiva della cooperazione internazionale) o dalle armi. L'Africa non è in debito energetico per carenze di politica estera o di potenza militare. Lo è per sottosviluppo. Un carburante efficiente è tale per chi se lo può permettere. L'arbitro della sua distribuzione non è né trattato né guerra. È il prezzo. Se vinci meno petrolio non è perché hai sbagliato politica estera. È perché al crescere del prezzo è calata la tua domanda interna. Se il prezzo funziona, l'eccesso di domanda scolora in eccesso di desiderio.

Conservare. Stimolare innovazione in direzione della sostituzione. Stoccare per affrontare le calamità. Garantirti un circuito economico che alimenti e mantenga benessere, e garantisca l'interscambio di produttori e consumatori, e di ciascuno di loro con gli altri. In questo si dovrebbe contenere, credo, il tema in senso stretto della sicurezza; e anche la misura della sua politica. Magari detto così non è politicamente e mediaticamente attraente; però aggiungervi altro rischia solo di alimentarti falsa coscienza.

Ci sarà competizione, e ascesa e declino, tra chi è sviluppato e chi si sviluppa. Competizione di sistemi economici, non di eserciti. Questa a livello globale non può permettersela più nessuno. Rischia tra l'altro di consumarti più petrolio di quanto poi non ne conquisti, che anche quando non si fa *per* il petrolio, la si fa comunque *con il* petrolio. Poi, come ti insegna Sarajevo, la gestione umana delle cose non sempre asseconda le aspettative razionali e di ripicca in malinteso ti può portare laddove nessuno voleva andare. Però puoi stare certo che non è un trattato di cooperazione che ti vaccina dall'assurdo. *Ex parte* dello sviluppato, trasformare la competizione in un problema di (propria) sicurezza significa solo reclamare il diritto al proprio *status quo*. Trasfigurare la supremazia (storica) del proprio benessere in rivendicazione del suo privilegio. Per l'eternità. C'è il rischio che se la vivi così tu finisca per farci la guerra per davvero.

## Appunti per dopo

## Passato e presente

Tentativo di (un qualche) riepilogo. È finito un secolo dominato dalla sovrabbondanza. Il secolo che ti faceva «tranquillamente prevedere che, nell'avvenire calcolabile, noi vivremo in un *embarras de richesses* di derrate alimentari come di materie prime»<sup>1</sup>. Adesso avverti qualche difficoltà nel calcolare l'avvenire. Comincia, forse, il secolo della scarsità. Per ora non di risorse; ma di capacità produttiva.

Il primo allarme per l'imminente fine del petrolio risale al 1882<sup>2</sup>. L'allarme fu ripetuto dopo la fine del Primo conflitto mondiale, e reiterato sul finire del Secondo. Che sarà stata geologia, ma anche temporalmente il fatto che le guerre consumano molto. Il primo allarme fu irriso da Spindletop; il secondo travolto da Black Giant; e il terzo inondato dalle scoperte in Medio Oriente. Dobbiamo sapere che con gli allarmi di oggi non sarà più così. Non ci saranno più una scoperta o una nuova area o bacino che faranno d'un solo colpo giustizia della preoccupazione. Un po' è *creaming curve*; e perciò l'idea che il meglio l'abbiamo già trovato. Se poi però anche inciampassimo, com'è ancora possibile, in un qualche Eldorado non ci cambierebbe comunque vita e prospettive come i grandi del passato. Nel 1883 il mondo produceva poco più di 82.000 barili/giorno; oggi di 82 milioni. La produzione mondiale prima della Seconda guerra era grosso modo corrispondente alla produzione di Ghawar oggi; non abbiamo mai trovato niente di più grosso di Ghawar; e adesso ti serve quasi un Ghawar all'anno, come somma delle nuove produzioni del mondo, solo per sostituire quello che declina. Le vecchie grandi scoperte, anche grazie al volume ridotto della domanda, moltiplicavano quasi esponenzialmente il potenziale di offerta in relazione alla domanda corrente. Le nuove produzioni non possono contribuirvi che frazionalmente. Qualche passo avanti è ancora possibile; ma i grandi balzi sono ormai del passato. Metti assieme una domanda imponente, e giacimenti sempre meno grandi e più «difficili» (per tecnica, investimento e legislazione ambientale, e magari tutti e tre assieme), e il convivere con il rischio congiunturale dell'inadeguatezza dell'offerta potrebbe diventare un'abitudine.

Qui c'è, dopo *Godot*, un secondo problema con le derivazioni più liberiste di Hotelling. Il fattore tempo. L'isteresi tra il manifestarsi della domanda e il

## APPUNTI PER DOPO

tempo di materializzazione dell'offerta. Cresce la domanda di legna, e io taglio un tronco in più. Cresce la domanda di petrolio, e io non taglio. Investo. Che è come dire, per tornare all'esempio della legna, che invece di tagliare un albero vado a piantarlo. Tra qualche anno brucerà che è una meraviglia; però intanto quest'inverno c'è il rischio che qualcuno assideri. Il tempo dell'amore tra domanda e offerta è intermediato dall'infrastruttura; sia essa anche solo di produzione e non anche di trasporto o raffinazione. Finita la sovrabbondanza, il tempo dell'infrastruttura detta il tempo della ciclicità.

Con l'eccezione, più ridotta di quanto la *vulgata* spesso non venda, del 1973 e del 1980, la produzione petrolifera nell'altro secolo ha assecondato i cicli dell'economia quasi fosse una variabile indipendente. Per quanto ti andasse di crescere, lui c'era. Potevi berne oltre la tua sete. Adesso comincia a funzionare asimmetricamente. Nel 2008 sei andato in depressione; e lui giù con te. Produzione e prezzo in tuffo parallelo. Quando poi però riprovi a crescere, non è detto che lui ci sia. E nel mentre lo aspetti, c'è il rischio che tu ti rideprima. Prima assecondava quasi placido i tuoi cicli; e adesso per quanto ne dipendi c'è il rischio che i suoi cicli limitino e condizionino i tuoi. Non ti salvano e probabilmente neanche aiutano in questo la riduzione dell'*oil intensity*; e nemmeno della domanda *tout-court*. La catena rischia la perversione. Meno domanda e/o meno prezzo, meno o zero investimento, e meno petrolio se e quando ti serve domani; e sempre più lungo il tempo del dopodomani in cui ti si potrebbe infine rendere disponibile. Ci si misura con le acque ultraprofonde e l'incubo del *permitting* ambientale solo se si hanno più che ragionevoli aspettative. Insomma prima certezza della domanda, e poi vedremo.

Una congiuntura in cui la capacità di approvvigionamento può essere oscillante in relazione ai fabbisogni forse nell'altro secolo ti avrebbe indotto in tentazione. Di regola tentazione militare. Non escludo che le menti di chi ha deciso l'invasione dell'Iraq avessero, o avessero anche, motivazioni petrolifere. Dico solo, magari per paradosso, che se ne avevano ne sono quasi compiaciuto. Perché se la racconti come una guerra imperial-coloniale<sup>3</sup>, allora ti tocca aggiungere che rischia con gaudio di tutti di essere l'ultima. Ha dimostrato *urbi et orbi* che fare la guerra per il petrolio non è solo ingiusto, cosa di cui peraltro la tua *constituency* in maggioranza tende a occuparsi solo la domenica mattina; ma è anche costosamente stupido, il che impressiona la tua *constituency* per il resto della settimana. D'ora in avanti se qualcuno sospetta che tu lo possa fare per il petrolio non solo non ti elegge; ma nemmeno ti candida.

La lezione irachena, se esiste, esiste per dirti che la guerra è roba di quell'altro secolo. Adesso neanche più conviene. Se l'equilibrio dei bisogni tiene sarà essenzialmente, anche nell'oscillazione, mercato. Con la politica delle cancellerie che continuerà a dire *c'est moi* per giustificare la propria quota di disavanzo pubblico; e la politica/politica che avrà essenzialmente il compito di decidere della compatibilità ambientale del produrre a casa nostra, dalle sabbie canadesi all'Alto Adriatico italiano. E con un'interessante variabile a-

## APPUNTI PER DOPO

mericana sul tema dell'indipendenza. Che sarà anche economicamente rovinosa, ma per loro è ancora tecnicamente possibile. Metti scisti e sabbie in cagniere per la fine del prossimo decennio, e puoi forse fare a meno o quasi dei conigli senza cambiare troppo la dieta. La decisione sulla compatibilità li rischia di avere significato forte e reale; perché significa provarsi o meno a produrre volumi imponenti e già conosciuti, che ti potrebbero cambiare e non di poco la storia dei liquidi e della loro geopolitica.

Noi comunque siamo tra quelli che si sono sviluppati senza avercelo, e così ci tocca continuare. Sapendo che la miglior sicurezza è dipenderne un po' di meno un po' alla volta; e che la sicurezza dell'approvvigionamento dipende essenzialmente dalla nostra capacità di creare abbastanza ricchezza da averne bisogno e da poterne comprare. Al netto di un qualche salto tecnologico che ti cambia energia ed energie, la guerra per l'accesso alle risorse non è più guerra ma concorrenza di economie, e alla fine di imprese. Può non piacere, ma la si combatte ancora ed essenzialmente con le armi della crescita; e se qualcuno vuole o può cambiare modello, e liberarci dal feticcio del Pil, è solo benvenuto.

Parlando di imprese. Le «imprese» petrolifere. Le Noc's. Non si sa spesso se chiamarle «imprese». Però sono per importanza le «*oil companies*» di oggi. Sono indispensabili ai loro rispettivi governi; però anche a noi. Perché tra le loro varie funzioni, incluse quelle sociali, vi è pure quella di costruire o quantomeno di provarsi a costruire un grande cuscinetto di competenze tra l'Amministrazione politica e il pozzo; e quando ci riescono ne beneficiamo tutti. Poi le Ioc's. Le sette sorelle come apogeo. Della delega politica all'impresa; e del cartello come grande ordine mondiale di domanda e offerta. L'autoliquidazione (per ora) parziale via acquisto di azioni proprie come segno della riduzione a impresa come un'altra; e anche di ridefinizione della propria imprenditorialità. Non giusto banche, come qualcuno assai riduttivamente le assume cancellando o quasi lo straordinario patrimonio di competenze tecniche e manageriali che continuano a portarsi in pancia; ma sempre più committenti ed esecutori (almeno le più grandi, o se volete le *majors*) di opere di grandissima ingegneria dell'infrastruttura e del giacimento. Il residuo margine di rischio imprenditoriale puro è quello che ancora le distingue dai grandi *contractors*. Se allargassero il margine, e allungassero la loro propensione al rischio sino all'investire anticiclico, potrebbero ancora e non poco ridurre la nostra ventura banda di oscillazione. Se non lo faranno rischia però di essere meno colpa che mercato; che a una società quotata è difficile che si permetta di pensare lungo.

*Last but not least*, i prezzi; 30 anni di stabilità, in quell'altro secolo. E poi le montagne russe; che adesso, almeno all'apparenza, ci continuano. Nessuno che abbia azzardato una previsione ci ha davvero preso. Però un qualche sospetto che la volatilità sia un po' una condizione dell'esistere ti prende. Non è solo che prima c'erano le sorelle e poi l'Opec. La lezione del 1980 ha reso i

Produttori un po' più cauti, e a volte persino più coesi. È che prima era sovrabbondanza, e adesso non più. È saltata una condizione della stabilità; e se continui a oscillare tra un *time to market* e l'altro, è quasi normale che tu oscilli tra un prezzo e l'altro.

Qualcuno poi prova a ipotizzare un «giusto prezzo». Detto così è un ossimoro. Prezzo è quello che mercato dice. Al massimo puoi parlare del prezzo che desideri; e poi accendere ceri. Di sicuro non desideri 147; però anche 30 è pienissimo di controindicazioni. Tra l'altro, rischia persino di metterti in crisi l'equilibrio dei bisogni. Se il governo di un Produttore ha bisogno del barile a più di 50 dollari per pagare sussidi e pensioni, con il barile a 30 la tentazione di cercare di salvarsi brandendo l'arma del complotto straniero gli viene forte. C'è in gioco la sopravvivenza, qualche volta anche fisica, sua e della sua classe dirigente. Potete rivolgervi all'Iran per maggiori informazioni.

Il prezzo desiderabile. Quello, sembrerebbe evidente, del produttore marginale. Quello dell'ultimo barile, e del più caro. Il problema, tra gli altri, è che la marginalità varia con la domanda. L'ultimo barile prodotto per una domanda di 80 milioni di barili/giorno è diverso, e di regola meno caro da produrre, di quello prodotto per la domanda a 85. Nel tuffo da 147 a 30 il brivido della marginalità ha attraversato una parte più che consistente delle imprese; 30 dollari, in questa prospettiva, possono trasformare il *time to market* in incubo. La maggior parte del petrolio che i puristi chiamano non convenzionale è unito dal fatto di essere assai poco convenzionalmente caro da produrre<sup>4</sup>. A 30 dollari tutto il non convenzionale e un pezzo del convenzionale spariscono dalla riga delle riserve e revertono all'oblio delle risorse; e diventa quasi produttore marginale il più caro dei mediorientali. Nessuno s'azzarda più ad avvicinarsi a temi petroliferi di frontiera; e la spina dell'investimento nelle «nuove» risorse si stacca o quasi. Se provi a riattaccarla a recessione finita, ti ci vorranno comunque anni perché la lampadina si accenda.

Ci vorrebbe un prezzo che garantisca che si sviluppi e produca il «nuovo». Magari non tutto e subito. Non abbiamo bisogno di fare 150 per produrre a tutta da scisto, che comunque ci vorrà ancora un po' di tempo per capire quanto si è davvero capaci. Però un 80 o giù di lì, che almeno l'ultraprofondito va avanti tutto e un bel po' di sabbie canadesi ci restano dentro. Tra 70 e 90 rischierebbe tra l'altro di farti coincidere sporco e pulito.

L'economicità della sabbia che inquina; però anche la spinta economica a espandere rinnovabili. Più alto il prezzo, più alto l'incentivo alla sostituzione; e anche, nonostante la scarsa elasticità al prezzo, un qualche consumo in meno<sup>5</sup>. Per dirla con il direttore della Iea, un prezzo alto ti contribuisce pure alla riduzione delle emissioni in atmosfera<sup>6</sup>. Quasi ti fa rimpiangere che non sia arrivato a 200.

Ci sarebbe una controindicazione. La variante liquida dell'intensità energetica. *Oil intensity*. Uno studio del 2004, ancora molto citato, ha provato a sta-

bilire anche il differenziale tra diversi Paesi degli effetti sul Pil di un rincaro del petrolio di quasi il 30% (nella simulazione d'epoca, da 25 a 35)<sup>7</sup>. I Paesi Ocse ci avrebbero rimesso tra lo 0,3 e lo 0,5% del Pil. Sembrerebbe quasi che ce lo possiamo permettere, il prezzo alto. Anche considerando la percentuale di Pil che risparmieremmo in sussidi e incentivi per alternative più pulite e climaticamente neutre. Più alto è il prezzo, e comunque meno hai bisogno di pagare per mettere in pista e in concorrenza (...) i candidati alla sostituzione. Il prezzo alto come nuova frontiera del secolo che è incominciato.

Per l'Asia però il differenziale-Pil sarebbe già a 0,8%. Nei Paesi più arretrati arriva a 1,6; e nell'Africa sub-sahariana può superare il 3%. L'impatto dell'aumento dei prezzi va in proporzione alla povertà. È quello che sottintendeva una vecchia battuta un po' cinica. Gli arabi aumentano i prezzi, e dicono che aiutano i palestinesi; però di sicuro schiattano gli eritrei.

Ci sono vantaggi (quasi) solo a Occidente in un prezzo stabilmente e ragionevolmente alto. L'equilibrio dei bisogni, la spinta verso la sostituzione, una qualche morigeratezza di consumo, meno emissioni. Detta così, sembra quasi l'Arcadia che viene. Fuor di esagerazione, è comunque plausibile che un prezzo basso rischierebbe – per quel che comporta più consumi e meno investimenti – di essere semplicemente insostenibile.

C'è giusto quell'elemento di disturbo. Il rischio di schianto di quel poco che non si è ancora schiantato nelle zone che più sono rimaste indietro. Lì da qualche parte si è trovato e pure prodotto petrolio, e subito è diventata *dutch disease*<sup>8</sup>. Però almeno gli fa da ammortizzatore, nel mentre noi difendiamo la bellezza del pagare caro. E comunque fa *revenues*, e non energia per le persone; che anche dove sono diventati produttori può succedere che il 97% della popolazione non abbia accesso all'elettricità<sup>9</sup>. Difficile pensare che la bellezza di domanda e offerta in libertà tenga insieme le esigenze nostre e le loro.

Finisce che ci tocca di fare politica. Non per regolare il prezzo; ma solo per cercare di capire se esiste un modo efficiente per redistribuire un po'. È un tema forte di questo inizio di secolo, e oltre.

## L'universale e la nicchia

Fin quando oscilla ciclicamente vuole comunque dire che c'è. Poi le oscillazioni si fanno sempre meno congiunturali, e la carenza sul lato dell'offerta sempre più condizione quotidiana. Rispetto al nostro benessere e alla nostra per quanto ridotta *oil intensity*, comincia a mancare per davvero. *Technology* per quanto faccia non riesce più a impedire, magari con il contributo fondamentale di *Population*, che *Affluence* si inabissi per mancanza di I, e cioè di carburante. Lui prima o poi comunque finisce; e o nella tua fantascienza hai per quel giorno ridotto la tua *oil intensity* a zero (e dunque gli hai trovato sostituti e rimpiazzati), oppure sei nei guai. In realtà succede molto prima che il petro-

lio sia finito; e cioè se e quando in mancanza di alternative il suo costo e la tua dipendenza da lui sono comunque diventati tali da indurre ricchezza decrescente, e dunque il calare di A.

Il rimpiazzo oggi non c'è e non è in vista. La cosa che gli va più vicina sono i biocarburanti; ma non gli basta la terra. Quelli di seconda generazione, in teoria compatibili alla produzione concorrente di cibo<sup>10</sup>, sono ancora in larga parte promessa. Molte promesse sembrano dare e fare anche le alghe<sup>11</sup>. È ancora in buona parte futuro; e comunque anche il mare dovrebbe riuscire a continuare a dare cibo, oltre che carburante. La rivoluzione verde che consente alla terra di sfamare 6 miliardi e mezzo di persone e in prospettiva 9 dopo avere fatto fatica a sfamarne un miliardo (che era poi il motivo dell'emigrazione di nostri nonni e bisnonni) è stata la rivoluzione del petrolio. Riuscire a farne un'altra altrettanto moltiplicatrice della fecondità del suolo, e per di più non con lui ma per riuscire a vivere senza di lui, non pare scommessa delle più plausibili.

Del domani non c'è certezza. Per l'oggi c'è una cosa, e forse solo una cosa, che possiamo fare. Allungare la vita del petrolio per allungare quella della nostra mobilità. Comprargli, e comprarci tempo per la sua sostituzione. Il primo ragionevole passo è concentrarne l'uso laddove è (più) insostituibile. Sviluppare ulteriormente la sua vocazione di carburante denso, che è il trasporto; ed evitare di sprecarlo laddove altri possono supplire. Il combustibile universale è diventato carburante scarso, e come per tutte le cose preziose è giusto che gli si riservi un ruolo di prestigio ma di nicchia; che per il resto del lavoro i parenti carbonidi sono numerosi, e anche i rinnovabili possono provvedere.

Concentrarne l'uso; e poi continuare a far scendere l'intensità, dell'uso. Mercato o *regulation*? Chiesta così, fa a pugni con la storia. Il petrolio nella *regulation* è una vita che ci sta a mollo. Nell'altro secolo erano argini alla sovrabbondanza. La Texas Railroad Commission razionava la produzione influendo così, o cercando di influirvi, sui prezzi; tale e quale l'Opec di adesso. Ma nessuno di loro l'ha mai fatto, il prezzo. Mercato e *regulation* coesistono e interagiscono. *Business as usual*. Il tema non è se sia buono o cattivo il regolare; è se funzioni o no ciascuna specifica regolamentazione. Ieri si cercava di regolare la sovrabbondanza; e adesso ci si prova con la scarsità.

La nostra propensione al consumo è tale che una sua limitazione affidata puramente al consenso non ha davanti molta strada. Per neutralizzare Jevons, lo devi disincentivare. Se ne dubiti, pensa a quanto carburante in più dissiparesti in un anno se la frugalità dipendesse dalla tua virtù, e non dai limiti di velocità e perciò da soldi e patente a rischio. La distanza competitiva (in termini di rispettivi costi di produzione) tra petrolio e altro è per converso ancora multipla o quasi; e dunque se vuoi utilizzare altro per allungare o coadiuvare nella trazione ne devi incentivare ricerca, sperimentazione e uso. Disincentivare i consumi. Incentivare lo sviluppo dell'alternativa; o, meglio,

delle alternative. La politica petrolifera possibile sta tutta dentro questi due paletti. Poi puoi decidere di non fare né l'uno né l'altro; ma cercare di comprarti del tempo è probabile che ti convenga.

Meno *oil intensity*. Meno consumo assoluto. Un buon pezzo si giocherà sui motori. Sui tempi che impiegheremo a mettere in pista motori sempre più efficienti a usare petrolio, in attesa di mettere in pista qualcosa che usi altro. Cafe sembra aiutare. Ma non è detto che non siano invece più efficienti, come metodo, le nostre vecchie buone tasse. Cafe non prescrive il limite di consumo di ogni singolo veicolo prodotto. Prescrive la media dei consumi dei veicoli prodotti da un singolo produttore. La media dei consumi dei veicoli Fiat, e non il limite di ciascuno. Se il mercato reclama Ferrari, tu la puoi produrre; però per stare in media devi fare anche 5 Duna. Possibile che qualcosa resti invenduto (di regola, non la Ferrari) e che tutto si ribalti sul prezzo di quel che vendi. Insomma non un grandissimo modello di efficienza. Tassare il consumo funziona probabilmente meglio; e se proprio non vuoi infierire oltre sul carico dei carburanti, qualche altra opzione ti resta. Magari una tassa di immatricolazione annuale più, e di tanto, che progressiva in base al consumo del singolo veicolo immatricolato. Ma qui è prevedibile l'insurrezione tedesca.

Come si incentivi la ricerca dei sostituti e il loro impiego, e se ne valga la pena, è questione più discutibile. L'incentivo, se garantito, crea rendita più che stimolare efficienza; e finisce per trasformarsi in sussidio. E forse abbiamo più bisogno di ricerca e sviluppo che non di allungare la benzina con etanolo da granoturco ipersussidiato. Internet, che non ci dà cibo né carburante, nasce da un investimento militare. Dall'investire soldi pubblici in qualcosa che era troppo a rischio e costoso per potere essere intrapreso con capitali privati. Poi è stato quel che è stato. Ma ricerca e sperimentazione non li ha inizialmente sollecitati la naturalezza del mercato. Concentrare le risorse nell'agevolazione dell'uso, anziché della ricerca e sviluppo, può non essere politica efficiente. Se un incentivo è essenzialmente sussidio, forse non ci porta molto lontano. Bisognerà guardarci seriamente caso per caso; e toglierci dalla testa che sostituire è bello a qualunque costo.

Tanto per la regolazione della scarsità. Poi ci sarebbe la Grande speranza. L'invenzione. Insieme al petrolio, essa ci ha garantito un secolo in cui *Population* e *Affluence* hanno potuto moltiplicarsi assieme. L'invenzione può salvarci. *Godot* esiste.

Bello poterlo pensare. Il problema è che petrolio e invenzione si sono in termini di priorità disposti a uovo e gallina. Il petrolio, come novità, stimolava l'ingegno; e l'invenzione l'uso del petrolio. Ma anche la novità conosce una sua maturità. Negli anni '30 di quell'altro secolo si erano già completati i grandi «salti» inventivi. Da allora è stata essenzialmente ottimizzazione. Che ha conseguito risultati anche imponenti; ma per miglioramento progressivo, e non per salto. La vita ce l'hanno cambiata soprattutto Otto e Diesel e l'uso

per trasporto dei loro motori. Quasi 150 anni dopo i prezzi ti schizzano per il bisogno di una migliore qualità di, appunto, diesel. Si ottimizzerà ancora, allungandogli così la vita; ma non sarà vita nuova.

Si attendono uno o più nuovi carburanti-novità. Ma non saranno comunque «la» novità. Il Modello T ti ha cambiato l'America in pochi anni. Gli americani erano meno di 100 milioni; e nonostante abbiano preso a riprodursi relativamente poco, sono comunque più di 300 milioni adesso. Allora si trattava di cambiare qualche milione di cavalli. Adesso centinaia di milioni di motori e infrastrutture. Su scala mondo, hai solo da rifare il conto con (per adesso) 6 miliardi e mezzo di persone.

Difficile pensare che cambi da mattino a sera. L'invenzione ce la portiamo nell'immaginario popolare come grande illuminazione. In realtà è sempre stata una storia di adattamento dell'idea all'esistente. L'invenzione che ci resta è applicazione. Edison progettò la lampadina in modo che fosse avvvitabile sui supporti esistenti per l'illuminazione a gas; e più che un grande inventore fu un grandissimo adattatore al bisogno dei consumatori di idee e financo invenzioni spesso altrui<sup>12</sup>. L'elettricità ci pare a distanza un grande bagliore che ha cambiato quasi istantaneamente il mondo; ma la velocità di propagazione dell'illuminazione è più lenta di quella della luce, e dipende un po' dalla sua novità e tanto dalla quantità di infrastruttura che deve travolgere per insediarsi. Oggi dal biofuel all'idrogeno alle batterie al litio i candidati alla sostituzione paiono più un *déjà vu* che una novità; e l'infrastruttura da travolgere e ricostruire è di imponente più che monumentale. L'imprevedibilità dell'invenzione ti impedisce (insieme ad altre cose) la conoscibilità del futuro; ma i tempi della sua applicazione finisce che ti allungano il presente.

Il cambiare del carburante s'annuncia in forma di processo d'adattamento; e per il poco che ne possiamo intravedere con le lenti dell'oggi sarà processo lento, e incerto negli esiti e nei costi anche sociali. Poi magari è tutto diverso, e tutto ci sorprenderà. «Nel futuro non c'è niente di solito»<sup>13</sup>.

## Petrolio e altro

Ha senso scrivere di petrolio senza scrivere del resto? Il petrolio è solo una tappa, o un pezzo, della storia dell'energia. La storia dell'energia si sovrappone da quando esistiamo alla storia dell'uomo, e della sua capacità di convertire in lavoro altro da quello che giusto mangia. Che è poi una delle cose che ci hanno fatto specie diversa dalle altre.

La storia dell'uomo attore protagonista sulla terra della conversione energetica è da grosso modo 200 anni la storia dei carbonidi e della loro combustione. Togliete dalla terra e dalla storia carbone, petrolio e gas e ci togliete assieme 200 anni di storia della politica e dell'adattamento sociale. L'unica cosa che non ha diviso ideologicamente e civilmente l'Occidente, destra e sinistra e financo religione, qualunque variante fosse, era la fede e credenza e

ragione dell'illimitato sviluppo delle forze produttive. Leva i carbonidi; e al netto dell'ottimizzazione dei mulini, magari a vento, hai levato o quasi da questi 200 anni lo sviluppo e la crescita. E insieme a loro fede, credenza e ragione. Marx magari si occupava giusto di sigari; Schumpeter di estetica, A-dorno di musica e Popper di psichiatria (che Freud comunque rischiavamo di beccarcelo anche senza bruciare petrolio). E invece si sono occupati di crescita, e persino di democrazia. Tutti senza eccezione sottintendendo un nesso necessario tra crescita e giustizia sociale. È il nesso che ha costituito, seppure nelle forme più diverse, il presupposto dell'agire politico di questi ultimi 200 anni; e che era predicato sul carbonide. Leva il carbonide, e hai tolto il nesso; o meglio la speranza stessa della crescita.

Re petrolio ha cominciato in scarsa competizione con il carbone, e nel totale disprezzo di fratello gas. Oggi punta al monopolio nella nicchia dei trasporti, dove fratello e cugino comunque non disturbano. Una qualche giustificazione metodologica per raccontarlo in solitudine sembrerebbe esserci; e non essere giusto foglia di fico. Anche perché, in punto di scarsità, è il primo carbonide ad andare a rischio; e raccontare che puoi allungare la sua vita ti allunga anche il tempo entro cui ti tocca affrontare il tema della transizione dal carbonio a tutt'ora ignoto<sup>14</sup>. Che se poi la transizione vuol dire superamento della crescita come paradigma del vivere sociale, preferisci comunque non essere tu a spiegarlo a qualche miliardo di conterranei educati nel segno opposto. Una cosa e una rivoluzione alla volta.

Energia e ambiente. Sono indissolubili. L'importante è saperlo. Se lo sai, dovrebbe essere lecito parlare di petrolio senza parlare di ambiente e clima, e dunque di quanto fa o farebbe male. Tanto comunque ne parla qualcun altro, e meglio. Ci si prova a volte a scrivere un pezzo del tutto, senza sentirsi in dovere di annacquare tutto con tutto. Ero convinto sino a pochi anni fa che la crisi energetica potesse precedere l'eventuale crisi climatica. Insomma che gli idrocarburi ci finissero prima che se ne bruciassero magari troppi. La lezione del non convenzionale e del ridursi progressivo dei suoi costi di produzione mi hanno fatto cambiare opinione<sup>15</sup>. La questione della compatibilità o meno della combustione di idrocarburi con le condizioni climatiche del pianeta non ce la risolverà d'ufficio il picco del petrolio. Ancora politica; che oggi di tutto sembrerebbe occuparsi, men che di ciò di cui dovrebbe con priorità per i destini nostri.

E poi quella del clima è concorrenza sleale. Parlando di scarsità (potenziale) dell'idrocarburo stai al massimo paventando il cambiamento del paradigma della tua civiltà, e al più della civiltà stessa. La predizione climatica in alcune sue versioni non predice la fine della civiltà, ma quella della specie; ed è predizione che in qualche modo si autoimmunizza persino dalla speranza-invenzione. Per come ti è posta, è una pistola puntata alla tempia. «Le nostre decisioni, [...] inevitabilmente [...] quando si tratta di cambiamenti climatici, diventano una questione di vita o di morte per un gran numero di perso-

## APPUNTI PER DOPO

ne»<sup>16</sup>. Se lo dicevi al primo agricoltore che deforestando e arando ha cominciato a riscaldare<sup>17</sup>, c'era il rischio che si continuasse a essere null'altro che cacciatori per un qualche migliaio di anni. Verrebbe da dirgli che comunque la seconda legge della termodinamica ci sanziona a specie moritura; la domanda essendo soltanto sul quando, e non sul se della fine. E che si può anche decidere che è meglio prima, se il prima è meglio. Abbiamo creato forse *malgré nous* una coabitazione sociale basata in forme varie sul consenso. Se il consenso consuma, non è con la pistola alla tempia che lo fermi. Ti tocca provarci per vie, appunto, di consenso. Non è una minoranza saccente che può cambiare il paradigma. Siamo l'unica specie che non «ragiona» privilegiando la sopravvivenza della specie; e ci diciamo l'unica specie che ragiona. Il prezzo del petrolio, nella scarsità, cangia nel prezzo del decidere di noi.

Varrebbe la pena di parlarne, e meno superficialmente, altrove. Qui volevo solo cercare di lasciare qualche ricordo del petrolio e della sua storia; e anche, se interessa, del cosa farne adesso. Con l'ambizione che mi è sempre stata propria di fare qualcosa che stimoli e aiuti fama e memoria di Herbert Quain. Meravigliosa creatura di Borges. Così abituata all'insuccesso da non sapersi facilmente rassegnare a un cambiamento di regime<sup>18</sup>.

## Note

## Il Grande viaggio

1. «Tendiamo a dire che la vita sulla Terra è basata sul carbonio e che esiste un "ciclo del carbonio" che dà vita a tutto quell'insieme di creature viventi che chiamiamo "biosfera"» (Bardi, 2003, p. 37).
2. Barnaba, 1998.
3. Una delle «novità» recenti che hanno più inciso sulla comprensione del processo di formazione degli idrocarburi e soprattutto sull'analisi della loro distribuzione territoriale è stata l'accettazione da parte della comunità scientifica (Oreskes, 2003) della c.d. teoria della «tettonica a placche». La geologia degli idrocarburi ne ha derivato il principio per cui i bacini sedimentari (quelli in cui avrebbe cioè potuto raccogliersi e depositarsi materiale organico sufficiente a dar successivamente vita a volumi significativi di idrocarburi) si sarebbero formati in conseguenza dell'interazione delle placche continentali e principalmente delle deformazioni tettoniche derivanti da movimenti di compressione e distensione delle stesse (semplificando, le grandi catene montuose si sono formate per compressione, o se preferite «scontro» di placche; e le grandi depressioni per estensione, ovvero allontanamento reciproco). Entrambi i movimenti hanno formato grandi depressioni nelle quali sarebbero naturalmente andati a ricadere e deporsi i sedimenti formati nelle aree più elevate circostanti (Jahn, Cook, Graham, 2007, p. 10). L'analisi «di bacino» è così diventata parte integrante della geognostica contemporanea (Allen, Allen, 2004).
4. Oltre il 50% della roccia da cui ha avuto origine il petrolio oggi in produzione è di

formazione mesozoica (250-265 milioni di anni); circa il 40% data dall'inizio del Cenozoico (e principalmente dal Paleocene, tra 65 e 58 milioni di anni or sono); e meno del 10% è di datazione paleozoica (oltre 250 milioni di anni). Smil, *Oil. A Beginner's Guide*, 2008.

5. Barnaba, 1998, p. 47. O, meglio, in un residuo carbonioso grafítico.
6. La ricerca petrolifera moderna è poi iniziata dai luoghi che presentavano un affioramento (*seepage*) di idrocarburi sulla superficie.
7. La trappola anticlinale è solo una (ma comunque la più ricorrente) delle conformazioni che possono dar luogo ad accumulo di idrocarburi (Jahn, Cook, Graham, 2007, p. 14).
8. Con la complicazione derivante dalla (più o meno) limitata solubilità degli idrocarburi in acqua.
9. Il sistema è in definitiva costituito da una serie di rocce di buona porosità e permeabilità («rocce serbatoio», principalmente sabbie o carbonati), attraverso le quali i fluidi possono naturalmente fluire, e che è parzialmente racchiusa e sormontata da una serie di rocce impermeabili («rocce di copertura», principalmente argille, marne, evaporiti e serie saline). Così configurato (una Tofana sotterranea ricoperta da qualche decina di metri di sale sarebbe perfetta...) il sistema è in grado di trattenere e accumulare gli idrocarburi eventualmente in transito nella fase di migrazione.
10. Smil, *Oil. A Beginner's Guide*, 2008, p. 66.
11. Gold, 1993.
12. Piglia, 2009, pp. 27 ss.
13. Barnaba, 1998, p. 37; Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, p. 210.

## NOTE

## Tra mercato e invenzione

1. Le fiamme perenni di cui erano tributari in Azerbaijan Zoroastro e gli adoratori del fuoco erano originate dall'eruzione spontanea di colonne di gas naturale.
2. Smil, 2000.
3. Aa. Vv., 2005, p. 22.
4. Secondo una prassi consolidata, posto che *mum* era parola usata già dai Babilonesi per designare il bitume (Ugolini, 1924, p. 13).
5. Anche se se ne trovano riferimenti già nell'Iliade e nelle cronache delle guerre persiane.
6. Una miscela di petrolio e calce praticamente autoinfiammante, e che i bizantini usavano massicciamente sia in punta di freccia che per ricavarne ordigni rudimentali.
7. Yergin, 1996, p. 14.
8. L'uso di distillati del petrolio con funzioni illuminanti o solventi era ben diffuso a Damasco già in epoca medievale. Brighenti, Macini, 2008, p. 26.
9. *Ivi*. In Italia la produzione documentata del periodo si concentra essenzialmente nell'Appennino Emiliano. L'olio di Montegibbio, una località in comune di Sassuolo, è citato sin dal 1440 nel registro delle tasse sui farmaci della città di Vienna.
10. Harper, 1995.
11. «*The healthful balm, from nature's secret spring, / The bloom of health and life to man will bring; / As from her depths the magic fluid flows, / To calm our sufferings and assuage our woes.*»
12. Tarbell, 2003, p. 3.
13. Tertzakian, 2007, pp. 1 ss.
14. Bardi, 2008, pp. 14 ss.
15. Yergin, 1996, p. 635.
16. Iea, 2008, p. 180.
17. Smil, 2000, p. 292.
18. Ugolini, 1924. Il dato è riportato da Ugolini in ettolitri. A titolo di curiosità, la produzione italiana d'epoca è tra i 30 e i 50 barili/anno.
19. In Usd costanti 2007. Bp, 2008.
20. Yergin, 1996, p. 19.
21. È dunque la possibilità di convertire energia meccanica in energia elettrica, e viceversa.
22. Smil, 2000, p. 239.
23. Al fattore di conversione standard di

- 4,184, il valore è rappresentativo di circa 10.000 calorie normali. In termini energetici, 1 kg di petrolio contiene 4 giorni di fabbisogno energetico di un adulto robusto (2500 calorie/giorno).
24. Smil, *Oil. A Beginner's Guide*, 2008, p. 57.
25. In realtà il primo motore a scoppio in forma di progetto è del 1853; è «invenzione» di due italiani (Eugenio Bersanti e Felice Matteucci) e, come accade per cicli o forse per ironia della storia, è alimentato a idrogeno ([www.bersantiematteucci.it](http://www.bersantiematteucci.it)).
26. I rapporti di compressione del motore di Diesel oscillavano tra 14 e 24 contro un'oscillazione tra 7 e 10 di quelli del motore di Otto (Smil, 2000, p. 237).
27. Otto e Diesel, in un Paese senza petrolio o quasi, progettano inizialmente i loro motori immaginando di poter usare come carburante Otto il carbone e Diesel l'olio vegetale.
28. Cui si uniscono di regola e in modesta quantità altre sostanze, tra cui ricorrentemente e in percentuale variabile zolfo e azoto.
29. Girelli, 2008, p. 551.
30. Chiedo scusa a chimici e raffinatori per la licenza divulgativa.
31. Girelli, 2008.
32. Ugolini, 1924, p. 54.
33. Ancora oggi la raffinazione, dopo la dissalazione del greggio, si basa su due fasi essenziali. Prima la distillazione, suddivisa in *topping*, e cioè la distillazione frazionata del greggio in colonna a pressione ambiente, e *vacuum*, ovvero una fase di distillazione di gasoli pesanti (Vgo) dal residuo a pressione modificata (resa necessaria dal fatto che a pressione ambientale il processo richiederebbe temperature troppo elevate). Poi la conversione delle residue frazioni pesanti in frazioni leggere e i processi di *reforming* necessari ad aumentare No. Seguono in varia combinazione ulteriori processi di ottimizzazione della qualità e di rimozione dei componenti indesiderati (*in primis* lo zolfo).
34. Un procedimento moderno di *cracking* catalitico consente di recuperare da Vgo (di regola C<sub>26</sub>-C<sub>40</sub>) da un 40 a un 60% di benzine e da un 15 a un 25% di gasoli.

35. È documentato che i cinesi raggiunsero già nel X secolo i 150 metri di profondità; e il pozzo di Xinhai nell'800 raggiungeva i 1000 metri (Smil, 2000, p. 235).
36. Un metodo di perforazione a rotazione è brevettato in Inghilterra nel 1844; e un analogo negli Stati Uniti nel 1857.
37. Le aste, normalmente di 9 metri di lunghezza, vengono «avvitate» l'una sull'altra. La prima (*kelly*) è squadrata (quadrata o esagonale) per assicurare presa al movimento di rotazione. Il *tool joint*, e cioè il giunto a filettatura conica di accoppiamento delle aste, è a sua volta stato introdotto in forma sostanzialmente attuale già nel primo decennio del secolo scorso.
38. In corrispondenza delle profondità raggiunte, viene fatto scendere in pozzo un rivestimento tubolare avvitando l'uno dopo l'altro i tubi che lo costituiscono, con funzione sia di sostegno del pozzo che di isolamento dei fluidi di strato. La discesa del *casing* avviene per ogni fase di perforazione programmata; onde in uno stesso pozzo a ogni successiva discesa vengono calati tubi di diametro decrescente. In una moderna perforazione si può partire da un diametro superficiale di 30 pollici per arrivare a un *casing* al fondo di 4.
39. Il *breakthrough* fu poi un brevetto del 1922 per il cui sfruttamento Erle P. Halliburton fondò la società omonima.
40. Il fango di perforazione è un fluido essenzialmente formato da una miscela di acqua o gasolio e argille (tra le quali particolarmente, per il suo potere rigonfiante, la bentonite), cui possono aggiungersi altri componenti in funzione della tipologia della perforazione. Durante le operazioni di perforazione il fango viene pompato in continuo in pozzo attraverso la batteria. Fuoriesce all'altezza dello scalpello con pressione sufficiente a farlo risalire in superficie attraverso l'intercapedine (*annulus*) tra la batteria e la parete del pozzo o, per le profondità già rivestite, tra la batteria e il *casing*. Il fango è un complemento essenziale della perforazione *rotary*. In fase di discesa, attenua l'attrito in batteria e assolve compiti di pulizia e raffreddamento dello scalpello. In risalita, raccoglie e convoglia

- in superficie (per la qual cosa è essenziale il potere espansivo della bentonite) i detriti di perforazione (essenzialmente, i frammenti della roccia perforata dallo scalpello), contribuisce al sostentamento della quota di parete di pozzo alla quale non è ancora giunta la colonna del *casing*, e controbilancia con pressione adeguata la pressione dei fluidi di strato impedendo così il loro ingresso in pozzo e l'eventuale successiva eruzione incontrollata.
41. Baker Hughes controlla ancora oggi circa il 30% del mercato degli scalpelli di perforazione.
42. La perforazione sempre più profonda rese più acuta l'esigenza di prevenire eventuali fenomeni di eruzione incontrollata (*blow out*). I primi dispositivi di sicurezza (Bop, Blow Out Preventer) cominciarono a essere installati in colonna negli anni '20.
43. Brighenti, Macini, 2008, p. 536.
44. Lo scritto di White titola *Geology of Natural Gas*. M.T. Halbouty, *The Past is a Beacon for the Future*, indirizzo al meeting 2002 dell'Association of American Petroleum Geologists, [www.aapg.org/explorer/2002/05may/houston\\_halfouty.cfm](http://www.aapg.org/explorer/2002/05may/houston_halfouty.cfm)
45. Leggett, 2006, pp. 44 ss.
46. Il problema del guardar di sotto esiste non solo prima, ma anche durante e dopo la perforazione. Perforando si possono attraversare decine di strati di sedimenti, inorganici e organici, porosi o no, permeabili o impermeabili (relativamente). All'inizio l'unico modo per riconoscerli era «carotare», e cioè tirar su man mano la roccia al fondo ed esaminarla. La perforazione rischiava così di farsi infinita. Poi negli anni qualcuno mette assieme il modo di misurare la resistività elettrica della roccia che scendendo si perfora; e di consentire le misure geofisiche in pozzo e dunque ricostruire in superficie la forma delle strutture del sottosuolo. È nato il *logging*. Il metodo sarà base di sviluppi e nuove applicazioni che ancora continuano. I primi a metterlo in pratica sono i fratelli Schlumberger (assieme a Léonardon).
47. La società fondata da Karcher e McDermott per sfruttare la tecnica ci è oggi nota come Texas Instruments.

## NOTE

## NOTE

48. Barnaba, 1998, p. 246.  
 49. Brighenti, Macini, 2008, p. 538.  
 50. Il testo del 1937 era *Flow of Homogeneous Fluids through Porous Media*, McGraw-Hill, New York. Vi fece seguito nel 1949, per lo stesso editore, lo scritto dal titolo *Physical Principles of Oil Production*.  
 51. Giavarini, 2006, p. 5.  
 52. Solo il polipropilene, cui sono legati il contributo italiano e il nome di Giulio Natta, arriva più tardi, e comincia a conoscere fama dal 1954.  
 53. Goodstein, 2008, p. XVI.  
 54. Smil, 2000.

## Il secolo americano

1. Grazie agli investimenti di Rothschild e Nobel, e poi alla partecipazione di Shell nell'area, l'Azerbaïjan fu messo in condizione di esportare fuori dalla Russia grazie ai collegamenti prima ferroviari (1883) e poi via oleodotto (1906) tra Baku e il porto georgiano di Batumi, sul Mar Nero.  
 2. Gli Stati Uniti avevano iniziato la conversione della flotta già nel 1904; ma loro, appunto, ce l'avevano.  
 3. E il percorso del naviglio civile procede in parallelo (Ugolini, 1924, p. 36).  
 4. Samuel fu il primo a organizzare l'esportazione di petrolio russo sui mercati asiatici, attraverso il trasporto marittimo dal Mar Nero via Canale di Suez e la costruzione e il controllo di depositi di immagazzinamento ai principali punti di destinazione.  
 5. È la celebre dichiarazione al Parlamento del 17 luglio 1913. Un mese prima Churchill si era indirizzato al Parlamento motivando le ragioni dell'impossibilità di approvvigionarsi da Standard o Shell essenzialmente con il fatto che ciò avrebbe messo la grande società fornitrice in grado di fissare arbitrariamente il prezzo di fornitura (Sampson, 1988, pp. 68-69).  
 6. E per converso l'approvvigionamento, seppure principalmente da altre fonti, è decisivo; e la sicurezza dei mari è ciò che lo rende possibile (Sampson, 1988, pp. 73-74).  
 7. Il primo sottomarino tedesco fu realizza-

to grazie al motore a combustione interna già nel 1903.

8. L'uso di un corpo in alluminio e dell'albero in acciaio in realtà consentivano al motore dei Wright di erogare una potenza quasi doppia rispetto a quella dei modelli analoghi coevi.  
 9. Gilbert, 1998.  
 10. Per garantire il coordinamento degli approvvigionamenti delle forze dell'Intesa, a febbraio del 1918 fu costituita l'Inter-Allied Petroleum Conference. L'approvvigionamento fisico ebbe in realtà come protagonisti Standard Oil e Royal Dutch/Shell (Yergin, 1996, p. 158).  
 11. Giusto per dare qualche esempio della consapevolezza dei protagonisti d'epoca: «Il petrolio è necessario quanto il sangue» (Clemenceau); «Dobbiamo avere il petrolio, o perderemo la guerra» (Foch); «Gli alleati sono arrivati alla vittoria galleggiando su un'onda di petrolio» (Lord Curzon) (Sampson, 1988, p. 77).  
 12. Clò, *La geopolitica dell'energia: criticità, scenari, risposte*, 2008, p. 260.  
 13. Con grande rimpianto per il perduto *ius publicum europaeum*, Schmitt parla a proposito del Trattato di Versailles di «mutamento di significato della guerra» (Schmitt, 1991, pp. 335 ss.).  
 14. Fonte: Eia.  
 15. Ruffolo, 2008, p. 135.  
 16. La regola vale *on shore* e fuori dalla *Federal Land*. L'*off shore* è amministrato a livello federale, e i diritti di esplorazione e produzione vi sono attribuiti attraverso gara pubblica.  
 17. Piccolissimo *independent* e *stripper well* non necessariamente vanno assieme, perché un pozzo che produce pochissimo può essere il declinante sopravvissuto di tempi migliori e perciò non necessariamente appartenere a un «piccolo». Però una qualche correlazione tra numero dei mini produttori e numero degli *stripper wells* dovrebbe esistere. La limitazione della definizione di *stripper well* ai 10 barili/giorno ha origine fiscale. Nel 2007 nella definizione rientravano circa 420.000 pozzi produttori, per una produzione complessiva di 915.000 barili/giorno. In media poco più di 2 barili a poz-

zo; e però in totale il 18% della produzione nazionale dell'anno (Fonte: U.S. Department of Energy, 2008).

18. McBeth, R.S., *Oil: The New Monarch of Motion*, New York, 1919 (Tertzakian, 2007, pp. 60-61).  
 19. «Già nel 1922 per il mondo correvano 15 milioni di vetture e camion automobili, di cui nei soli Stati Uniti 12 milioni» (Ugolini, 1924, p. 31).  
 20. Fanning, 1945.  
 21. Per la storia del petrolio fra le due guerre e in generale nell'altro secolo, Yergin, 1996; e, in forma più sintetica, ma con metodo analogo Maugeri, 2006, pp. 23-219, e Piglia, 2006.  
 22. Canali, 2007.  
 23. Holman, 1945, p. 2.  
 24. Esilarante il «pensiero ad alta voce» carpito da Arnold Toynbee a Lloyd George: «La Mesopotamia... sì... il petrolio... l'irrigazione... dobbiamo avere la Mesopotamia. La Palestina... sì... la Terra Santa... il sionismo... dobbiamo avere la Palestina. La Siria... uhm... cosa c'è in Siria? Lasciamola ai francesi» (MacMillan, 2006, p. 484).  
 25. *Ibidem*, pp. 23 ss.  
 26. Lo stesso avviene, in parallelo, in Siria.  
 27. MacMillan, 2006, pp. 516 ss.; Maugeri, 2006, p. 51.  
 28. Può sembrare provocatorio, se non giusto ignorante, ritenere nel Paese di Cromwell il *taxpayer* una «novità» del '900. Il riferimento è ovviamente non al riconoscimento politico del contribuente in sé, per di più nell'Inghilterra di *no taxation without representation*; ma all'estensione dei diritti di cittadinanza nel nuovo secolo, e perciò all'allargamento numerico e sociale dei partecipanti alla formazione del consenso.  
 29. Ugolini, 1924, p. 291.  
 30. Simmetricamente a quanto avverrà alla fine del Secondo conflitto, il timore fece tra l'altro emergere proposte di coinvolgimento diretto del «pubblico» nella gestione dell'attività petrolifera, quale quella relativa all'affidamento a un'unica società americana patrocinata dal governo dell'esclusiva dell'investimento petrolifero americano all'estero (Randall, 2005, pp. 13 ss.)  
 31. Canali, 2007, p. 64; Yergin, 1996, p. 173.

## NOTE

32. Canali, 2007.  
 33. Gulbenkian era stato prima l'artefice della Turkish Petroleum Corporation, che aveva vantato a torto o ragione la titolarità originaria della concessione. A Gulbenkian si accredita, tra l'altro, di avere personalmente e direttamente tracciato la c.d. linea rossa. La sua attività (Yergin, 1996, pp. 164 ss.; Sampson, 1988, pp. 82 ss.) ne fece uno degli uomini più ricchi del mondo, di cui oggi ci resta tra l'altro l'omonima Fondazione con sede a Lisbona.  
 34. Per una sua compiuta narrazione, Yergin, 1996, pp. 246-263.  
 35. Siamo alla fine degli anni '20, e l'esplorazione è ancora basata sul guardare in superficie. «*Up to that point, interest in oil had been concentrated on the huge folded structures of the Zagros Foothills in Iran and Iraq that were obvious surface features visible for miles around. Many geologists, seeking analogues for this familiar type of prospect, were at first skeptical of the platform province to the west of the Persian Gulf, where the strata were largely obscured below sand dunes and, where seen, were flat-lying or, at most, shallow dipping. At first sight, it seemed to lack adequate structure to provide large traps for oil*» (Campbell, 2005, p. 71).  
 36. Yergin, 1996, p. 246.  
 37. La concessione, prima che a Socal, era stata offerta a Ipc; e poi alle società americane che erano parte di Ipc, che a loro volta «*responded with great lack of enterprise*» (Sampson, 1988, p. 104).  
 38. Holman, 1945, pp. 12-15.  
 39. Per una descrizione e per la storia dei due processi, G. Nebbia, *La benzina sintetica*, [www.minerva.unito.it/Storia/Articoli/Bergius.htm](http://www.minerva.unito.it/Storia/Articoli/Bergius.htm)  
 40. E ci contagia. L'acronimo Anic, che per anni ha contraddistinto la società caposettore della nostra chimica pubblica, stava per Azienda Nazionale Idrogenazione Combustibili; e la società fu originariamente creata per produrre benzina sintetica sullo slancio dell'esperienza tedesca.  
 41. Militarmente, fu almeno temporalmente più per logistica che per esaurimento.  
 42. Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, pp. 355-356; Yergin, 1996, pp. 269 ss.  
 43. Yergin, 1996, p. 278.

## NOTE

44. Il butadiene può avere *feedstocks* diversi (carbone, idrocarburi, persino derivati da biomasse). La prima produzione di gomma sintetica da butadiene (e stirene) utilizzabile per pneumatici è del 1929. La si deve a Eduard Tschunker e Walter Block, e avviene in Germania negli stabilimenti di IG Farben. Il processo americano è basato su un procedimento catalitico da idrocarburi. I tedeschi devono partire dal carbone. La disponibilità della materia prima a resa più efficiente determina l'applicazione più efficace del processo inventivo.
45. Fanning, 1945, pp. 311 ss.
46. Il colpo definitivo in questa direzione lo dà la relazione tecnica sul potenziale petrolifero del Paese curata su incarico del governo dal forse più famoso geologo del XX secolo, Everett DeGolyer (Yergin, 1996, p. 335; Maugeri, 2006, p. 79).
47. Pratt, 1945, p. 135.
48. Il «secolo americano» e quello di Drake sono qui fatti coincidere con i 100 anni successivi a Titusville (1859-1959).
49. Per una ricostruzione dello stesso sotto il profilo squisitamente energetico, Casertano, 2009.
50. Ruffolo, 2008, p. 145.
51. Clò, 2007, p. 204.
52. Smil, 2005, p. 59.
53. Yergin, 1996, pp. 346-348.
54. Messico e Venezuela.
55. L'accordo peraltro segna il superamento formale del sistema concessorio ed è concluso non direttamente con il governo, ma con la società petrolifera statale (Nioc, National Iranian Oil Company).
56. Exxon, Mobil, Chevron, Texaco e Gulf.
57. Per un'analisi «arabista» del significato della nazionalizzazione, Corm, 2005, pp. 6 ss.

**Essere Produttori**

1. Per comodità di esposizione, il termine «Produttore» (maiuscolo) nel testo indica, con l'aggiunta del Messico, i Paesi che rientrano in corso di tempo nell'orbita Opec.
2. Ugolini, 1924, pp. 74 ss.

3. Yergin, 1996, p. 205.
4. Con due interruzioni formali (1914-22 e 1929-31).
5. Exxon in realtà arrivò più tardi, acquistando da Standard Oil of Indiana che a sua volta aveva rilevato Pan American.
6. La posizione era ufficiale ed esplicita; e fu anche formalmente comunicata al governo messicano con nota diplomatica fatta pervenire dal segretario di Stato Hull all'ambasciatore del Messico a Washington, e data 3 aprile 1940 (Bishop, 1971, p. 861).
7. Yergin, 1996, pp. 242-243.
8. La più importante delle quali è Cantarell, scoperto nel 1977.
9. Betancourt, che si era inizialmente opposto alla legge *fifty-fifty* nel 1943, quando immediatamente dopo assume il potere la rivede in senso più favorevole agli interessi nazionali (attraverso una modifica della normativa fiscale che in realtà vale a rendere finanziariamente effettivo il *fifty-fifty*); ma non stravolge il principio e non si muove in direzione della nazionalizzazione.
10. Fonte: Eia, *World Crude Oil Production 1960-2007*.
11. «*It was characteristic of the oil industries in these countries – which were among the poorest in the world – that oil was produced for export, and it was discovered and exploited by foreign companies, mainly American and British*» (Ghanem, 1986, p. 11).
12. L'Indonesia si autoproclama indipendente il 17 agosto 1945 (ottenendone generale riconoscimento nel 1949); e all'altro estremo per l'Algeria bisognerà attendere sino al 1962.
13. Dimissione a volte morbida e a volte di rara violenza, come fu per il massacro della discendenza ascemita di Feisal in occasione del colpo di Stato iracheno del 1958.
14. Skeet, 1991, p. 5.
15. Sampson, 1988, pp. 160-161.
16. Anche qui Mattei contribuì alla novità, concludendo già nel 1958 un contratto per l'acquisto di un milione di tonnellate di greggio russo (Casertano, 2009).
17. Presidential Proclamation 3279, *Adjusting Imports of Petroleum and Petroleum Products into the United States*, 24 Fed. Reg. 1781, 12 marzo 1959.

18. Leggermente al di sotto dei livelli già raggiunti negli anni 1957 e 1958, rispettivamente 14,3% e 14,2% (Bradley, 1996, pp. 734 ss.).
19. Clò, 2000, pp. 121-124.
20. Le premesse erano state poste in riunioni separate tenute nel corso del Congresso del Petrolio arabo tenutosi al Cairo nell'aprile del 1959, da cui si erano sviluppate le modalità di costituzione dell'Organizzazione (Skeet, 1991, pp. 15 ss.).
21. Yergin, 1996, pp. 432 ss.
22. 45,89 (fonte: Eia).
23. Maugeri, 2001, p. 41.
24. Clò, 2000, pp. 141, 143 ss.
25. Noreng, 2006, p. 179.
26. Par. I,5: «*Recognizes the right of all countries, and in particular of the developing countries, to secure and increase their share in the administration of enterprises which are fully or partly operated by foreign capital and to have a greater share in the advantages and profits derived therefrom*».
27. Matsumura, 1972, pp. 32 ss.
28. Per indicare il (variamente applicato e vigente) principio per cui un contratto mantiene la sua validità solo al permanere delle condizioni fondamentali esistenti all'atto della sua conclusione, noi useremo il termine eguale e contrario di *rebus sic stantibus*.
29. Si passa dai 9,64 milioni di barili/giorno del 1970 (massima produzione storica) a meno di 9 (8,77) già nel 1974 (fonte: Eia).
30. Bradley, 1996, pp. 751-756.
31. Akins sarà poi ambasciatore americano in Arabia Saudita dal 1973 al 1976.
32. Akins, 1973.
33. La polemica di Adelman sulla posizione di Akins e in generale dell'Amministrazione americana è uno splendido esercizio di sarcasmo (Adelman, 1993, pp. 342 ss., 368 ss.).
34. Yergin, 1996, pp. 468, 483-488.
35. Adelman, 1993, pp. 329 ss.
36. Adelman, 1995.
37. Yamani nel 1972 provò anche, senza successo, a coinvolgere i Paesi Opec in un processo unitario di nazionalizzazione per fasi, basato sull'idea di una presa di partecipazione in *equity* del 25% subito (1972) e del completamento del processo di acquisizione/nazionalizzazione entro il 1985.

38. Non sono poche le nazionalizzazioni/espropriazioni che hanno originato un contenzioso, normalmente arbitrato e di esito scarsamente soddisfacente per il nazionalizzato. La relativa giurisprudenza è stata oggetto di numerose rassegne (El Kosheri, 2007; Norton, 1991), e forse i due casi più significativi sono stati quelli relativi ad Aminoil (Kuwait) e Texaco (Libia). Aminoil si vide riconoscere nel 1982 come equo indennizzo un ammontare superiore ai 200 milioni di dollari, più rivalutazione e interessi. Dopo compensazione con i *counter-claims* del Kuwait, la liquidazione finale fu di 83 milioni. Fu uno dei pochi casi in cui il tribunale, oltre al riconoscimento del valore patrimoniale espropriato, riconobbe che ai fini dell'indennizzo era necessario tener conto anche dei mancati profitti futuri (quello che da noi i giuristi chiamano lucro cessante). Vi applicò però una regola di ragionevolezza e moderazione, che ne escludeva i profitti «speculativi». Qualunque cosa ciò volesse dire, ebbe l'effetto di ridimensionare di oltre il 90% la richiesta iniziale di Aminoil, che era nell'ordine dei 2 miliardi e mezzo di dollari. A Texaco andò peggio. I libici non si presentarono nemmeno all'arbitrato. Fu affidato a un arbitro unico, il belga René-Jean Dupuy. Con una liquidazione arbitrata dell'indennizzo, Texaco avrebbe avuto un titolo per andare a cercare conti libici su cui tentare di soddisfarsi. Insomma per creare quel poco di fastidio che poteva servire a rafforzare la sua posizione e a riaprire un negoziato. Per Dupuy l'indennizzo non è cosa. Il comportamento libico è grave e imperdonabile. Viola il più sacro dei principi, quello della santità dei patti («*pacta sunt servanda*»). Non glielo si può permettere. Si ha da pronunciare per la *restitutio in integrum*, senza subordinate. Insomma il Professore belga intima e ordina senz'altro a Gheddafi di restituire la concessione a Texaco. Era il 19 gennaio 1977. Non consta che i cancellieri abbiano a oggi provveduto all'esecuzione.
39. Sampson, 1988, pp. 221 ss.; Yergin, 1996, pp. 478 ss.
40. Clò, 2000, p. 364.
41. Yergin, 1996, pp. 458 ss.

## NOTE

42. Corm, 2005, pp. 25 ss.  
 43. Il 5% al mese, secondo la proclamazione ufficiale, sino al ritiro di Israele entro i confini pre 1967.  
 44. La richiesta è il rientro nei confini antecedenti la Guerra del Kippur (Adelman, 1993, pp. 365-366).  
 45. Eia, *World Crude Oil Production 1960-2007*.  
 46. Che tra il 1971 e il 1972 era stata intorno al 7%.  
 47. Maugeri, 2006, p. 135.  
 48. Adelman, 1993, p. 365.  
 49. «[...] non esisteva però capacità di riserva negli Usa» (Yergin, 1996, p. 505).  
 50. Maugeri, 2006, p. 148.  
 51. La produzione è di 2,38 milioni di barili/giorno.  
 52. 13,49. Fonte: R.I.E. (Clò, 2000, p. 364).

## L'equilibrio dei bisogni

1. Il celeberrimo rapporto *Limits to Growth*, commissionato al Mit dal Club di Roma, esce nel 1972.  
 2. La legislazione generale di controllo dei prezzi era stata introdotta nel 1971. Il 27 novembre 1973, tra le misure di reazione all'embargo, vi si aggiunse l'Emergency Petroleum Allocation Act (Bradley, 1996, pp. 486 ss.). Il controllo dei prezzi non poteva che limitare la capacità di scaricare perfettamente a valle (e cioè sui consumatori) gli aumenti dei prezzi a monte; il che non poteva che disincentivare a esportare negli Stati Uniti. In punto di *supply*, l'esatto contrario di quel che serviva.  
 3. Taylor J., Van Doren P., *Time to Lay the 1973 Oil Embargo to Rest*, [www.cato.org/pub.display.php?pub\\_id=3272](http://www.cato.org/pub.display.php?pub_id=3272)  
 4. Adelman, 1993, p. 514.  
 5. Fonte: Eia, *Energy Consumption, Expenditures and Emissions Indications, 1949-2007*. I dati Eia sono al lordo degli oneri fiscali e relativi al 100% dell'energia consumata domesticamente (vale a dire, inclusa la produzione nazionale). La quota massima delle importazioni di greggio sul Pil americano (1980) si è invece mantenuta al di sotto del 2,5%.  
 6. Jones, 2007.

7. Prova a fare una quantificazione del costo dei due shock il c.d. «Rapporto Hirsch» (Hirsch, 2005).  
 8. In particolare Giappone (con una capacità sino a 579 milioni di barili) e Germania, seguiti da Francia e Olanda e poi – non significativamente – anche da altri Paesi.  
 9. Bamberger, 2006, e l'aggiornamento *The Strategic Petroleum Reserve: History, Perspectives and Issues*, 2008, [www.usembassy.it/pdf/other/RL33341.pdf](http://www.usembassy.it/pdf/other/RL33341.pdf)  
 10. Fonte: Eia, *Annual Energy Review*, 2007. La legislazione corrente consente l'estensione della riserva sino a un miliardo di barili.  
 11. Maugeri, 2001, pp. 140-143.  
 12. Bamberger, 2006, pp. 29 ss.  
 13. Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, p. 265.  
 14. Noreng, 2006, p. 38.  
 15. Fonte: Eia, *World Crude Oil Production 1960-2007*.  
 16. British Thermal Unit. È un'unità di misura della quantità di calore, e perciò dell'energia e del lavoro. Comprare Btu anziché m<sup>3</sup> significa ancorare il prezzo al potere calorifico anziché al volume.  
 17. Tecnicamente, un calo c'era già stato nel 1975, ma si era in parte trattato di postumi tecnici del primo shock, e nel 1976 la produzione era risultata essere di oltre il 3% superiore al 1974.  
 18. A conferma dei processi di «adattamento» del decennio, la domanda che «vien giù» è giusto quella petrolifera. Dal 1980 al 1990, il consumo energetico totale americano, espresso in Btu, aumenta di oltre il 10%.  
 19. Jones, 2007, p. 44.  
 20. Amuzegar, 2001, p. 1.  
 21. Gli Stati membri sono attualmente 12: Algeria, Angola, Arabia Saudita, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Iran, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar e Venezuela. Il Gabon vi ha aderito dal 1975 al 1994.  
 22. Iea, 2008.  
 23. Sachs, Warner, 2001.  
 24. Noreng, 2006, p. 119.  
 25. Adelman, 1993, p. 453.  
 26. Adelman ha peraltro sempre giudicato i sauditi dei «finti» moderati (Adelman, 1993; Adelman, 1995).  
 27. Adelman, 1993, p. 428.

28. Henstridge M., in [www.worldbank.org/pos/High\\_Oil\\_Prices\\_Henstridge](http://www.worldbank.org/pos/High_Oil_Prices_Henstridge)  
 29. Con il risultato, secondo Clò, che anche grazie alla legislazione fiscale americana e con finalità di miglior controllo del mercato a valle, le società integrate erano spinte a concentrare la quota maggiore dei propri profitti nella fase della produzione (Clò, 2000, pp. 121 ss.) Tecnicamente, la legislazione americana incentiva in due modi. Da un lato, attraverso la c.d. *depletion allowance*, e cioè la possibilità di defiscalizzare per intero una quota rilevante (storicamente, sino al 27,5%) del reddito lordo prodotto nella fase della produzione; e dall'altro, per le società operanti all'estero, il *Foreign Tax Credit*, cioè la possibilità di dedurre dalla tassazione dovuta negli Stati Uniti quanto corrisposto nel Paese di produzione. Il *Foreign Tax Credit* era stato introdotto negli anni '50 in risposta alla richiesta di maggior introiti provenienti dai Produttori, e in particolare dall'Arabia Saudita; e permetteva loro di tassare le società petrolifere senza che queste ne subissero pregiudizio. Consentendo la deducibilità piena della tassazione corrisposta al Produttore, la misura operava nel senso di un trasferimento diretto di risorse dal budget statunitense a quello dei Produttori, senza intaccare il reddito delle società petrolifere.  
 30. Maugeri, 2006, pp. 150-151.  
 31. Gattei, 2007.  
 32. Yergin, 1996, pp. 580-581.  
 33. Maugeri, 2006, p. 165.  
 34. Ehrlich, Holdren, 1972.  
 35. È un paradosso che si riflette nel fatto che il produttore mediorientale pur essendo proprietario dei terreni di gran lunga migliori abbia una quota di produzione marcatamente inferiore alla sua quota di riserve (Noreng, 2006, p. 108).  
 36. Corrente non sta per universalmente accettata. Per un liberista, l'idea stessa di una risorsa limitata è un *economic nonsense* (Adelman, 1993, p. 271).  
 37. Hotelling, 1931; Dasgupta, Heal, 1979.  
 38. Adelman, 1993, pp. 373 ss.  
 39. *The Stern Review on Economics of Climate Change*, [www.hm.treasury.gov.uk/sternreview\\_index.htm](http://www.hm.treasury.gov.uk/sternreview_index.htm)

40. Stern, 2009, pp. 101 ss.  
 41. È l'esercizio che con grande autorevolezza esegue, tra tanti, Sir Partha Dasgupta, *Comments on the Stern Review's Economics of Climate Change*, [www.econ.cam.ac.uk/faculty/Dasgupta/Stern.pdf](http://www.econ.cam.ac.uk/faculty/Dasgupta/Stern.pdf)  
 42. Adelman, 1993, p. 452.  
 43. Nel 2007 l'Iran è stimato aver sussidiato il consumo energetico intero (petrolio, gas, energia elettrica) per una cifra complessivamente superiore a 55 miliardi di dollari (Iea, 2008, p. 62).  
 44. Noreng, 2006, pp. 109 ss.  
 45. Frankel, 1969, p. 3.  
 46. Dal punto di vista del consumatore, il massimo prezzo che è disposto a pagare per il conseguimento dell'utilità cui il petrolio è strumentale. «*The price of a commodity depends, as far as demand is concerned, on what the buyer can do with it and whether he can do without it*» (Frankel, 1969, p. 51).  
 47. Verleger, 1994, pp. 86, 94.  
 48. Le forme della *fiscal take* del produttore sono varie e diversamente contabilizzate, potendo derivare da percezione diretta dei ricavi delle vendite delle società di Stato, da quote di produzione derivanti dai contratti in essere, da tassazione delle società petrolifere e delle loro attività, e da altro. Qui ci si intende generalmente riferire a ciò che resta allo Stato dei ricavi petroliferi al netto della effettiva o (nel caso spesso di società di Stato) presuntiva remunerazione del capitale investito.  
 49. Adelman, 1995, p. 197.  
 50. L'unico «trasferimento netto» in tal senso è stato quello introdotto negli anni '50 dalla legislazione americana sui *Foreign Tax Credits*.  
 51. 24,380 miliardi per accisa e imposta di fabbricazione, e 12,1 per Iva. Fonte: Unione petrolifera, Data Book, 2008.  
 52. Il riferimento è all'embargo intrapreso dagli Usa nei confronti di Iran e Libia, e che ebbe formalizzazione legislativa nel c.d. Iran-Libya Sanctions Act del 5 agosto 1996. La legislazione americana, per come era concepita, rese particolarmente difficoltosi investimenti e rapporti commerciali con i Paesi colpiti da sanzione anche per imprese e soggetti non statunitensi.

## NOTE

53. Noreng, 2006, p. 116.  
 54. «Come il monopolio, anche i cartelli soffrono di falsi miti. Primo fra tutti quello secondo il quale essi sono unicamente finalizzati a imporre più alti prezzi per realizzare più alti profitti» (Clò, 2007, p. 285).  
 55. Il Congo, ma non solo, avrebbe pieno titolo di iscrizione. Per qualche Paese membro, invece, la diversificazione sembra cominciare a funzionare (per esempio per gli Emirati Arabi Uniti; e se pur partendo da un modello opposto anche l'Indonesia, che dovrà a breve affrontare la prospettiva del declino produttivo).  
 56. Fonte: Eia, *Steo*, 2009. Il dato pro capite dell'Arabia Saudita è di 10.221 dollari.

## Tra antitrust e regolazione

1. Uso il termine bancabilità a indicare la possibilità di trasferire, in tutto o in parte, il rischio-progetto dall'investitore all'istituto finanziatore. Lo strumento è di regola il *project financing*, e dunque un finanziamento garantito solo dal valore e dalle *revenues* del progetto finanziato, senza (o con limitato) ulteriore ricorso all'investitore e ai suoi ulteriori beni.  
 2. Per dare un ordine di idee circa il peso relativo delle varie fasi, il costo di scoperta incide in media per meno del 10% sul costo finale del barile, e quello di sviluppo tra il 50 e il 60%. Il residuo 30-40% è imputabile ai costi di produzione in senso stretto.  
 3. Verleger, 1994, p. 33.  
 4. Frankel, 1969, p. 144.  
 5. Due tra le più semplici e diffuse ipotesi di interazione dei liquidi sono quelle relative rispettivamente a giacimenti in cui è presente un *gas cap*, e a giacimenti in cui è possibile utilizzare l'acquifero sottostante. Per descrivere il meccanismo del *gas cap*, immaginiamo un *reservoir* a forma di cono rovesciato. Il gas si concentra nella parte alta (*gas cap*); e il petrolio sta sotto. Se perforo il vertice superiore del cono produco gas. Se perforo in prossimità del perimetro inferiore trovo olio. Qualunque sostanza io stia producendo, essa «fa posto» all'altra che nell'espandersi ha un effetto-spinta sulla so-

- stanza in produzione. Se produco petrolio, il gas espandendosi verso il basso «spinge» il petrolio verso il pozzo. Se produco dal *gas cap* il petrolio non avrà questa spinta e anzi espandendosi a sua volta perderà le condizioni originarie di pressione. Finirà che diventerà quasi impossibile produrlo con meccanismi naturali. L'acquifero funziona con lo stesso principio. Il calo di pressione derivante dalla produzione è trasmesso oltre che al giacimento anche all'acquifero sottostante; e l'acqua, che seppur assai meno dell'idrocarburo è a sua volta un liquido comprimibile, si espande di conseguenza e risale verso il *reservoir*, con effetto spinta (*water drive*) nei confronti del petrolio in giacimento. Più lento è il moto dell'acqua verso il giacimento, e maggiore è il volume d'acqua che vi penetra espandendosi; onde un giacimento la cui produzione è soggetta a meccanismi di *water drive* è un giacimento nel quale il volume di petrolio recuperabile è in relazione inversa con il rateo di produzione (Aa.Vv., 2005, p. 297).  
 6. Schumpeter, 2001, p. 88.  
 7. Non vi è virtualmente grande questione interna americana che non abbia una componente rilevante di *federalstate question*. Gli Stati Uniti nascono come organizzazione autenticamente federale; nel senso tra l'altro che la competenza legislativa primaria è dei singoli Stati e al Federale resta la residuale.  
 8. Kintner, 1973, p. 9.  
 9. Sherman Act, Section 1: «*Every contract, combination in the form of trust or otherwise, or conspiracy, in restraint of trade or commerce among the several States, or with foreign nations, shall be deemed guilty of misdemeanor*».  
 10. La *rule of capture* ha precedente in una trilogia di casi della Corte suprema della Pennsylvania, il primo dei quali è del 1875 (Malavis, 1996, pp. 12 ss.).  
 11. Bradley, 1996, p. 67.  
 12. A partire da un prezzo del cherosene di circa 33 centesimi per gallone nel 1868, «*Standard-led cost economies reduced the price to \$ 0,18 per gallon in 1873 and to under \$ 0,10 per gallon in the ensuing decades*» (Bradley, 1996, p. 1295).  
 13. Sul mercato dell'illuminante arrivavano all'inizio prodotti di qualità disparata, e

- spesso raffinati in maniera grossolana così da essere altamente pericolosi e potenzialmente esplosivi. La scelta del nome «Standard» è una promessa di standard qualitativo fatta al consumatore già in sede di marchio; promessa che sarà sostanzialmente mantenuta dalla produzione del gruppo.  
 14. Frankel, 1969, p. 73.  
 15. A Rockefeller riuscì «*to stabilize the oil market by eliminating competition*» (Chamberlain, 1963, p. 153).  
 16. Tarbell, 2003, pp. 100 ss.  
 17. Blair, 1976, p. 127; Yergin, 1996, p. 32.  
 18. Sul mercato nazionale, Standard/Exxon all'inizio degli anni '20 controlla circa il 16% della produzione.  
 19. *Standard Oil Co. v. United States*, 221 U.S. 1 (1911) (Kintner, 1973, p. 17).  
 20. Il *break up* risultò nella divisione in 34 diverse società, peraltro di diversissima dimensione. Quasi la metà del patrimonio di gruppo rimase a Standard Oil of New Jersey, e la seconda società per valore (con circa il 9%) fu la Standard Oil of New York. Come già detto, l'una divenne Exxon e l'altra Mobil; e oggi riunite dopo 90 anni ExxonMobil.  
 21. Yergin, 1996, p. 95.  
 22. Lo Sherman Act è legge federale, necessaria in quanto tale per poter efficacemente sanzionare pratiche antitrust relative al commercio tra gli Stati. Norme antitrust di diritto statale presistevano allo Sherman Act in quasi tutti i singoli Stati.  
 23. La legislazione antitrust del maggiore Stato petrolifero, il Texas, sino a un emendamento intervenuto nel 1983 proibiva di fatto le unitizzazioni volontarie (Bradley, 1996, p. 125).  
 24. Alcune riletture, prevalentemente liberiste, tendono a sottolineare come comunque il «mercato» abbia precluso a Rockefeller il conseguimento di una condizione di reale monopolio; e anche come il monopolio conseguito con strumenti di mercato, a differenza della regolazione, non comporti necessariamente effetti svantaggiosi per il pubblico/consumatore (Osterfeld, 2007). La posizione non è dissimile da quella «classica» di Frankel, che ipotizza che le dimensioni del settore non avrebbero comunque reso

- possibile, anche in assenza di regolazione, l'inverarsi di una posizione di monopolio (Frankel, 1969, p. 95).  
 25. Il *plugging* è la chiusura di un pozzo mediante «tappi» di cemento; o meglio il riempimento del foro del pozzo con fango e cemento. Lo scopo dell'operazione è essenzialmente di evitare la migrazione dei fluidi da un livello all'altro nonché il loro sbocco in superficie.  
 26. Il gas associato è quello compresente al petrolio nello stesso giacimento. Alla pressione di giacimento, il gas è in soluzione nel petrolio (*solution gas*) sino a saturarlo. Il gas in eccesso dopo la saturazione si va a collocare sui livelli più alti del giacimento, dando vita al c.d. *gas cap*. Il *solution gas*, o anche *casinghead gas*, è necessariamente estratto assieme al petrolio in cui sta in soluzione, e se ne «separa» risalendo a bocca pozzo in conseguenza del variare della pressione.  
 27. Il divieto a rilasciare gas in atmosfera per Ohio Oil «*constituted an unlawful taking of property by the state in direct violation of the due process clause of the Fourteenth Amendment to the U.S. Constitution*» (Caster, 1972, pp. 135-136).  
 28. *Ohio Oil Co v. Indiana*, 177 U.S. 190 (1900).  
 29. Malavis, 1996, p. 23.  
 30. Una delle prime applicazioni del *well spacing* è contenuta nella *Rule 37* della Oil and Gas Conservation Law texana del 1919.  
 31. L'allarme/*waste* venne poi variamente reiterato. «*We have been wasteful, careless and reckless ignorant in the production and use of these oil supplies. We have abandoned whole fields, leaving a large part of the oil still in the sands, and have allowed what remained to become so disseminated by infiltrating water as to be practically irrecoverable. We have permitted enormous quantities of gas and the lighter products of the oil to waste into the air; we have lacked the knowledge to enable us to produce one product which we needed without wasting other products for which at that time we had little need. [...] Nature has provided with prodigal generosity and we have consumed with profligate waste.*» (intervista di F.G. Cottrell, direttore del Bureau of Mines, al «New York Times», 2 gennaio 1921).  
 32. Bradley, 1996, p. 85.

## NOTE

33. Tra le maggiori scoperte prima di East Texas, Yates nel 1927 e Hendrick l'anno successivo.
34. Lo schema proposto per esempio da Humble Oil (che era diventata parte di Standard/Exxon) in Texas prevedeva che Humble provvedesse alla realizzazione dell'oleodotto di collegamento al *field*, consentendo accesso pro quota agli operatori unitizzati. Humble gode a decenni di distanza di eccellente letteratura per la sua politica societaria e il suo contributo alla *conservation*; ma non c'è dubbio che il suo approccio odorasse troppo di vecchia Standard (controllo della logistica e della raffinazione) per suscitare entusiasmo tra gli *independents*.
35. Anche all'interno dell'Api le posizioni sull'ammissibilità della regolazione pubblica sono peraltro divise (Malavis, 1996, pp. 18 ss.).
36. Malavis, 1996, p. 75.
37. Che in realtà, prima dell'insediamento di Roosevelt, aveva dimostrato un atteggiamento più che tollerante rispetto al *prorationing*; *Champlin Refining Company v. Corporation Commission of the State of Oklahoma*, 286 U.S. 10 (Caster, 1975).
38. Cushman, 1998.
39. *A.L.A. Schechter Poultry Corporation v. United States*, 295 U.S. 495.
40. Finisce che la Corte mostra *self restraint*, favorendo le dimissioni di un suo componente e avviando così dall'interno un processo di ribaltamento del proprio orientamento giurisprudenziale; e che il Legislativo boccia il *Bill*, lasciando inalterate le prerogative della Corte e dei suoi membri. La forma è salva; ma il *New Deal* può procedere (Cushman, 1998).
41. Sancita in forme nuove nel 1935 dal c.d. Connally Hot Oil Act, il cui nucleo resta il divieto federale di vendita *interstate* di petrolio prodotto in eccesso all'allocazione.
42. Rutledge, 2005, p. 39.
43. Yergin, 1996, p. 441.
44. Discorso pronunciato il 4 febbraio 2002 allo Harvard Club di New York, o-spite la Venezuelan-American Association of the United States.
45. Pratt, 1936.

46. Bizzarra storia, quella dello Sherman Act e in generale dell'antitrust che ne deriva. Nasce figlio del populismo che diventa partito populista americano di fine '800. Il partito ne fa il centro del suo programma e si allea infine a cavallo dei secoli ai democratici anche per garantirne il passaggio da teoria a prassi (giudiziaria). Poi la storia dello Sherman Act cambia direzione. Nasce (politicamente) come reazione alla concentrazione delle infrastrutture (ferrovia) e dell'energia (Rockefeller); e oggi energia e infrastruttura sono i settori che più ne sono schermati ed esentati. Si propaganda come apostolo di libertà economica; ed è responsabile di regolazione quasi infinita e dell'istituzione e mantenimento di *agencies* statali e federali/comunitarie in pressoché tutti gli ordinamenti conosciuti. La sua prima *constituency* è nella Vandea contadina del Midwest americano; e l'importazione legislativa in Italia cent'anni dopo è a cura di Guido Rossi e della sinistra liberal, e uno dei più recenti elogi americani all'Act l'ha scritto una giornalista radical come Antonia Juhasz (Juhasz, 2008). Merita una rivisitazione.
47. Frankel, 1969, p. 94.
48. Blair, 1976, p. 165.
49. Texas State Library, *The Oil Wars*, [www.tsl.state.tx.us/exhibits/railroad/oil7page1.html](http://www.tsl.state.tx.us/exhibits/railroad/oil7page1.html)

## Oil Companies

1. Il sito dell'American Petroleum Institute ancora oggi fa riferimento espresso alle «*companies that had been "independent" of Standard Oil*».
2. Il dato «mediano» è quello di una piccolo-media impresa. IPAA 1998 Profile of Independent Producers, [www.ipa.org/issues/factsheet/energy\\_policy/1998ProfileofProducers.asp](http://www.ipa.org/issues/factsheet/energy_policy/1998ProfileofProducers.asp)
3. Eia, *Oil and Gas Developments in the United States in the Early 1990s: An Expanded Role for Independent Producers 1995-2000*, [www.Eia.doe.gov/emeu/perfpro/independl/contents.html](http://www.Eia.doe.gov/emeu/perfpro/independl/contents.html)
4. «*The average royalty owner in Texas is a widow, over 65 years old and living on a fixed in-*

- come. There are 800,000 royalty owners in Texas. The majority of royalty owners receives less than \$ 100 a month*» (Texas Land and Mineral Owners Association, 2005, [www.tlma.org/about.htm](http://www.tlma.org/about.htm)).
5. Rutledge, 2005, p. 89.
6. I suoi sostenitori vi vedevano *in nuce* la possibilità di un regolamento mondiale e pattizio della produzione (Frankel, 1969, p. 123).
7. Yergin, 1996, p. 345.
8. In «National Petroleum News», 25 ottobre 1944, in Frankel, 1969, p. 121.
9. Randall, 2005, p. 197.
10. *Ibidem*, p. 199.
11. Vietor, 1987, p. 103; Bradley, 1996, p. 733.
12. Vietor, 1987, p. 105.
13. «*The Eisenhower administration became convinced in the course of the 1950s that the main problem of national security involving oil was no longer U.S. corporate access to foreign sources [...] but the effect on domestic industry of imported oil*» (Randall, 2005, p. 267).
14. Vietor, 1987, p. 120.
15. *Ibidem*, pp. 120 ss.; Bradley, 1996, pp. 735 ss. Le importazioni furono in realtà stabilizzate per alcuni anni intorno al 13%, e a ciò contribuì tra l'altro l'esenzione dal contingentamento delle importazioni dal Canada.
16. O meglio, le sta incentivando a cercare altri mercati (e principalmente l'Europa) come sbocco alla propria produzione. L'accelerazione in Europa della transizione al petrolio è non casualmente coeva alla difficoltà per le *majors* di commercializzare il prodotto negli Stati Uniti, a fronte delle misure interne a difesa dei produttori nazionali.
17. Blair, 1976, p. 179.
18. Vietor, 1987, pp. 127-128.
19. Bradley, 1996, p. 749.
20. Eia, *Oil and Gas Developments in the United States...*, cit.
21. Rutledge, 2005, pp. 88 ss.
22. Tanto da far dire al direttore dell'Oxford Institute for Energy Studies, Robert Mabro, che era ormai evidente «*that the Usa is a non-subscriber member of OPEC*» (Rutledge, 2005, p. 92).
23. Limitatamente al settore dell'esplora-

- zione e produzione. Nella raffinazione e nella distribuzione finale le già *majors* hanno invece acquistato, profittando anche dell'atteggiamento favorevole ai *mergers* tenuto dalle autorità antitrust a partire dagli anni '80, una posizione largamente maggioritaria. Controllano oggi il 60% della raffinazione in America; e nel processo il numero delle raffinerie, che ancora nel 1981 erano 324, è drasticamente sceso a 50 (Juhasz, 2008, pp. 171-172). Il piccolo raffinatore indipendente è praticamente estinto.
24. Fonte: Eia.
25. Snow N., *Obama Keeps New Oil, Gas Taxes in Final 2010 budget*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 17, 2009.
26. <http://thinkprogress.org/2009/04/15/perry-texas-secession/>
27. Il c.d. *multiple basing point system*, «nel quale ogni porto di imbarco era designato come *punto base* avendo a riferimento il prezzo praticato sul Golfo più l'onere di trasporto al porto di sbarco» (Clò, 2000, p. 98) incentivava alla vendita sul mercato più vicino al luogo di produzione, consentendo di formare il prezzo attraverso l'inclusione figurativa del nolo dovuto dal Golfo al punto di consegna effettivo. Il greggio mediorientale si trovava così ad avere un margine maggiore se venduto in Europa anziché negli Stati Uniti. Dal punto di vista americano, la formula-prezzo ha perciò tra l'altro un effetto protezionistico in favore della produzione interna.
28. Holman, 1945, pp. 12 ss.
29. Anche se al lordo delle esportazioni dall'America, posto che la stessa continua a produrre un surplus nella cui esportazione (in forma di greggio e soprattutto prodotti di raffinazione) Standard/Exxon ha un ruolo predominante.
30. Yergin, 1996, p. 229.
31. Dixon, 1967.
32. Frankel, 1969, p. 93.
33. Yergin, 1996, p. 233.
34. Frankel, 1969, p. 97.
35. L'espressione fu coniata da Enrico Mattei. La sua diffusione nel mondo anglosassone è stata accelerata dall'omonimo (*The Seven Sisters*) libro di A. Sampson del 1988.
36. Painter, 1986, p. 1.

## NOTE

37. Blair, 1976, p. 81.  
 38. Yergin, 1996, p. 426.  
 39. Secondo la brillante teoria per cui l'occupazione nazista della Francia avrebbe posto Cfp sotto controllo tedesco, e questo mutamento dell'assetto proprietario avrebbe causato una soluzione di continuità che imponeva una rinegoziazione integrale.  
 40. Il Senate Foreign Relations Subcommittee on Multinational Corporations riconoscerà nel 1975 che la presenza di Exxon e Mobil nel consorzio iracheno e la loro costante politica di limitazione della sua produzione furono di non poco stimolo alla nazionalizzazione del 1960 (Randall, 2005, p. 251).  
 41. *Ibidem*, p. 240.  
 42. Painter, 1986, p. 206.  
 43. È la frase che chiude il sesto capitolo del report ([www.mtholyoke.edu/acad/intrel/Petroleum/ftc7.htm](http://www.mtholyoke.edu/acad/intrel/Petroleum/ftc7.htm)).  
 44. Kaufman, 1978.  
 45. «Il Dipartimento della Giustizia si era ritirato di fronte all'opposizione di ben due compagnie governative, cui si erano aggiunti il comandante in capo degli stati maggiori riuniti, la CIA e vari esponenti governativi decaduti o di nuova nomina» (Yergin, 1996, p. 403).  
 46. Kaufman, 1978.  
 47. Blair, 1976.  
 48. Rutledge, 2005, p. 34.  
 49. Frankel, 1969, p. 97.  
 50. Sampson, 1988, p. 155.  
 51. Yergin, 1996, pp. 379-380.  
 52. Sampson, 1988, pp. 281 ss.  
 53. Vietor, 1987, p. 207; Yergin, 1996, p. 536.  
 54. Passa alla cronaca come *Exxon case* (in realtà coinvolge 8 società petrolifere). È l'ultimo della trilogia delle grandi azioni intente nel secolo contro il Big Oil, dopo Rockefeller e l'Oil Cartel; e si spengerà per consunzione nel 1981. Le capacità economiche e organizzative delle *majors* sono tali da rendere impossibile il confronto con le strutture pubbliche preposte all'*enforcement* della legislazione (Coleman, 1985, p. 273).  
 55. Mobil nel 1974 acquisisce il controllo di Montgomery Ward.  
 56. Bp costituisce nel 1976 la Bp Nutrition,

per la produzione di cibo e proteine per animali. Nel 1983 e 1984 acquisirà poi Nanta e Noria/Ufac, produttrici di cibo per animali rispettivamente in Spagna e Francia.  
 57. Oggi si parla di 6 *supermajors*, ExxonMobil, Shell, Bp, Total, Elf, ChevronTexaco, e ConocoPhillips (Grant, 2007, p. 301). Nel «*super*» si nasconde comunque un po' di amor d'iperbole; che le 6 *super* di oggi hanno funzioni ridottissime rispetto alle 7 *majors* di ieri.  
 58. Il tubino (*tubing*) è la tubazione normalmente di acciaio che viene alloggiata all'interno del *casing* per convogliare la produzione dalla formazione alla superficie.  
 59. La notazione è puramente economico-politica. Giuridicamente, l'assetto normale dei diritti anche all'epoca delle concessioni d'inizio secolo è nel senso che gli idrocarburi del sottosuolo sono nella disponibilità dello Stato e diventano di «proprietà» dell'operatore petrolifero solo all'atto della loro fisica percezione in superficie. Il sistema è rimasto invariato nel tempo; ed è per esempio tuttora alla base dei sistemi concessori europei, tra cui quello italiano.  
 60. Grant, 2007, p. 311.  
 61. Il processo si completa (o quasi) per le Ioc's all'inizio degli anni '90.  
 62. L'una era basata sul *posted price*, e l'altra sull'effettivo prezzo di trasferimento (Verlger, 2007, p. 248).  
 63. Grant, 2007, p. 311.  
 64. Come sempre, il comportamento dell'*industry* è ciclico e costruisce le proprie decisioni sul domani proiettando i prezzi dell'oggi.  
 65. I programmi aziendali di incentivazione di quello che viene pudicamente definito «esodo volontario» hanno finito per attirare con priorità il personale di maggiore professionalità e più sicuro di trovare ricollocazione esterna; onde non è stato infrequente osservare una veloce ricomparsa degli «esodati» tra il personale dei contrattisti delle precedenti società di appartenenza.  
 66. Tra le grandi, e per osservazione ed esperienza diretta, Bp è sembrata quella che più ha accentuato la pratica dell'*outsourcing* anche di competenze petrolifere in senso stretto, soprattutto negli anni '90; ed Exxon

quella più gelosa delle proprie competenze tecniche e della loro crescita *in-house*.  
 67. Maugeri, 2006, p. 164.  
 68. Fonte: elaborazione da pubblicazioni e bilanci Exxon.  
 69. Iea, 2008, p. 344.  
 70. Yergin, 1996, pp. 577 ss.  
 71. La quota di produzione mondiale di idrocarburi (incluso il gas naturale) di tutte le c.d. *supermajors* (incluse perciò Bp, Total e Shell) era nel 2007 al 12% (Iea, 2008), mentre la quota di riserve era al 3%.  
 72. British Gas, ChevronTexaco e Lukoil a Karachaganak; ExxonMobil, Shell, Total, ConocoPhillips, Inpex e la società di Stato kazaka Kazmunaigas. Il consorzio inizialmente comprendeva anche Bp, Statoil e British Gas.  
 73. L'«operatore» è il gestore delle attività per conto dei partner.  
 74. Non c'è ironia, né allusione. Il responsabile Eni per quel Paese e per quei progetti fino al 2000 ero io; e Saipem è una bellissima società (l'unica rimasta a poter competere da vincente con i contrattisti americani) che solo per una quota assolutamente minoritaria del proprio fatturato ha come cliente l'Eni. È che la statistica conferma che contrattisti e subcontrattisti hanno più facilità a prendere lavori da clienti del proprio Paese, e che i partner non operatori se la vivono a loro volta come normalità. Chiamatele, se volete, contiguità culturali. A Karachaganak, come detto nel testo, Eni e British Gas sono co-operatori. Quando il campo era ancora un'avventura, e non il *resort* che è diventato adesso, a mensa si mangiavano pasta e pizza non indegne, considerando la logistica. Il *catering* era stato aggiudicato con gara internazionale. Il *caterer* era inglese.  
 75. Almeno lì si doveva dimostrare di essere competitivi. In Kuwait (e poi in Iraq) gli Stati Uniti hanno saltato società petrolifere e gare; e sono passati direttamente all'indotto. Dopo la Prima guerra del Golfo non hanno neanche provato a chiedere al Kuwait di ridare accesso ai giacimenti alle Ioc's, magari connazionali loro. Insomma non hanno neanche cercato di tirare dentro Exxon o Chevron. Hanno giusto riservato

il ripristino dei pozzi fatti saltare dagli iracheni ai loro contrattisti nazionali, da Baker Hughes a seguire. In Iraq poi, dopo la Seconda guerra del Golfo, ancora di Ioc's all'orizzonte non se ne vedono; però Halliburton è arrivata a Baghdad insieme alla prima pattuglia di marines.  
 76. L'art. 3 della legge istitutiva dell'allora Ente Nazionale Idrocarburi (Legge 10 febbraio 1953, n. 136) affidava all'Ente «il compito di promuovere e attuare iniziative di interesse nazionale nel campo degli idrocarburi e dei vapori naturali».  
 77. Iea, 2008, p. 334.  
 78. Brasile e Norvegia, pur avendo dato vita a due «forti» soggetti nazionali, sono due dei 4 Paesi compresi tra i primi 20 produttori mondiali a non porre alcuna barriera legale di accesso di società straniere alle riserve petrolifere nazionali. Gli altri 2 Paesi sono Stati Uniti e Canada.  
 79. Noreng, 2006, pp. 147-148.  
 80. Marcel, 2006, pp. 2 ss.; Stevens, 2008.  
 81. Marcel, 2006, p. 3.  
 82. Noreng, 2006, pp. 109 ss.  
 83. C'è chi assume espressamente un «*political discount premium*» come caratteristico della politica di produzione di una Noc, argomentando dalle esigenze di *revenues* dello Stato produttore (Hartley P., Medlock III K.B., *A Model of the Operation and Development of a National Oil Company, paper* per il Baker Energy Forum, 2007, James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University); e chi invece postula la *conservation* come un valore forte dell'agire delle Noc's (Marcel, 2006, p. 72).  
 84. Marcel, 2006, p. 73.  
 85. Roberts, 2005, p. VIII.  
 86. Sagers, 2003, p. 223.  
 87. Marcel, 2006, p. 85.  
 88. Adelman, 1993, pp. 443 ss.  
 89. Marcel, 2006, p. 40.  
 90. *Local content* è formulazione nobile e di regola sanzionata contrattualmente (nel senso dell'obbligo di ricorrere a una quota percentuale minima di lavoro locale) attraverso la quale meno nobilmente transitano le spartizioni dei lavori tra gli interessi locali.  
 91. Bernardini, 2007.

## NOTE

92. L'esempio è portato, appunto, giusto come esempio. Le tendenze ultime sono nel senso della possibilità di ottenere una quota di *cost oil* anche superiore al 40% di cui all'esempio, in presenza di progetti di particolare difficoltà e durata; ma di riservare comunque allo Stato una quota di *profit* sensibilmente più alta.

93. Numerosi sono i controlli e correttivi che dovrebbero minimizzare il rischio, e *in primis* l'approvazione obbligatoria da parte della Noc dei budget della Ioc.

94. Ed è anche il motivo per cui, con una breve eccezione temporale, la Russia negli anni '90 ha resistito alle pressioni occidentali per l'introduzione generalizzata nel Paese dei contratti di *production sharing*. Che chi voleva operare in Russia (prima delle recenti limitazioni legislative, che impediscono a capitali stranieri di possedere quote di maggioranza di società/progetti energetici) si sottomettesse alla sua legge generale, siccome è del resto costume in Occidente.

95. Anche più prosaicamente definite «ricatto nei confronti dell'Eni» (Corazza, 2008, p. 69).

96. La fonte, se mi è concesso, sono io.

97. Exploration and Production Sharing 1974.

98. Se posso ancora, la fonte sono nuovamente io.

99. Noreng, 2006, p. 180.

100. Le regole per l'iscrizione a libro delle riserve sono state emanate dalla Security Exchange Commission nel 1978 e sono progressivamente diventate, con gli emendamenti successivi, uno standard di riferimento universalmente accettato.

101. La questione è stata particolarmente rilevante in funzione dei c.d. «contratti di servizio» (Bernardini, 2007, p. 855). Il contratto di servizio in pratica affida il compimento di un programma lavori determinato a una società la cui remunerazione viene saldata in idrocarburi anziché in cash; ed è la modalità contrattuale da tempo adottata in Iran. Concettualmente elimina la distanza tra società petrolifera e società di costruzioni, nel senso che il contratto non è dissimile da un appalto d'opera. A seconda delle modalità contrattuali (e quindi dell'inter-

pretazione del requisito del «rischio»), e nonostante l'Iran, la Sec ha comunque consentito il *booking* delle riserve relative ad alcune sue tipologie (c.d. «a rischio»).

### The Carbon Brothers

1. Smil, 2005, p. 213.

2. L'uso di gas nell'illuminazione pubblica è documentato per Londra dal 1807 e per Parigi dal 1819. Il primo utilizzo «italiano» documentato è a Bologna dal 1835 (Norman, 1922, p. 175).

3. Castellaneda, 1999.

4. Il primo «esperimento» che la storia ci tramanda è quello d'inizio '600 del belga Van Helmont. Questi, più alchimista che scienziato, descrisse il prodotto dell'esperimento in termini di creazione di uno «spirito selvaggio» cui diede il nome di «gas», forse per assonanza dal fiammingo *geest* (fantasma), o addirittura dal greco *haos* (Norman, 1922, pp. 12-13).

5. *Ibidem*, p. 20.

6. Castellaneda, 1999, pp. 11-65, anche più in generale per lo sviluppo dell'utilizzo del gas negli Stati Uniti nel corso del XIX secolo.

7. Laddove invece la sostituzione del gas naturale al carbone garantirebbe «*a city beautiful within twenty years*» (Norman, 1922, p. 134).

8. Castellaneda, 1999, pp. 67 ss.; Bradley, 1996, pp. 367 ss., 849 ss.; Victor, 1987, pp. 64 ss., 146 ss., 272 ss.

9. Eia, *Historical Natural Gas Annual 1930 Through 2000*.

10. Victor, Jaffe, Hayes, 2008, p. 6. Tuttavia la *interfuel competition* tra carbone e gas si è mantenuta in sostanziale equilibrio, con il carbone che in alcuni anni (1987, 2005, 2006) è addirittura tornato a superare il gas. Eia, *Primary Energy Consumption by Source, 1949-2007*.

11. Corazza, 2008, p. 24.

12. Colitti, 1979; Pozzi, 2009.

13. Fra il 1946 e il 1950 la produzione di gas nazionale passò da 20 a 305 milioni di m<sup>3</sup> andando a coprire quasi il 10% del fabbisogno nazionale di energia primaria, con-

tro una media dello 0,3% nel resto d'Europa (Piglia, 2009, p. 75).

14. Il cinquantenario è stato celebrato anche con un sito web corredato dell'informazione tecnica e storica relativa al giacimento ([www.groningengas50.nl](http://www.groningengas50.nl)).

15. Congiuntamente titolari dei diritti sull'area, attraverso la *joint venture* societaria Nam (Nederlandse Aardolie Maatschappij).

16. Chevalier, Aoun, 2007.

17. Piglia, 2009, p. 74.

18. Bp, 2008.

19. Nel 2006, 1098,97 miliardi di m<sup>3</sup>/anno totali, di cui 567,08 consumati in Europa Occidentale e 531,89 nell'Europa Orientale, di cui ancora 436,72 nella sola Russia (Eni, 2008).

20. Iea, 2008.

21. Il contributo del petrolio ai consumi industriali è stato di 329 milioni di Tep a fronte di un consumo totale di 2181; e in quello residenziale-agricolo-servizi di 472 milioni su un complessivo di 2937 (Iea, 2008).

22. Bragg J., *See the Usa in Your SUV*, Center for the Moral Defence of Capitalism, 2001 (Rutledge, 2005, p. 131).

23. Stagnaro, *Il mercato del gas naturale*, 2009, p. 77.

24. I Gpl sono idrocarburi liquidi o liquefatti prodotti incidentalmente alle operazioni di trattamento e stabilizzazione del gas naturale. Includono l'etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, che non è liquido a temperatura ambiente) e le altre frazioni leggere (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>, C<sub>5</sub>, ecc.) recuperabili nel processo.

25. Tanto da essere spesso computati, in sede di rilevamento statistico, direttamente come facenti parte della produzione di petrolio (Iea, 2008).

26. [www.envocare.co.uk/lpg\\_lng\\_cng.htm](http://www.envocare.co.uk/lpg_lng_cng.htm)

27. Piglia, 2009, pp. 61-65.

28. Iea, 2008, pp. 114-115; Piglia, 2009, p. 65.

29. Iea, 2008.

30. Hartley P., Medlock III K.B., Rosthal J., «The Relationship between Crude Oil and Natural Gas Prices», p. 8, in *Baker Institute Policy Report*, n. 36, 2007.

31. Foss, 2007, p. 6.

32. Borgstrom, 2009, p. 58.

33. Il prezzo invernale è di regola diverso da quello estivo e anche sensibilmente superiore.

34. Hartley, Medlock, Rosthal, «The Relationship...», p. 9.

35. Adelman, 2007, p. 80.

36. Secondo il rilevamento 2008 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il 90% dei contratti esistenti per l'approvvigionamento di gas naturale al mercato italiano hanno durata uguale o inferiore a 5 anni; e il 70% di 20 o più anni.

37. Anche se non gli unici e spesso neanche i principali, posto che quando la storia è incominciata il *competing fuel* era soprattutto il carbone. Una delle principali ragioni che ha reso impossibile nel secolo scorso il chiudersi di una qualche importazione di gas russo in Cina non ha a che fare con la politica, ma giusto con il fatto che i cinesi coerentemente al loro portafoglio di energia primaria ponevano come condizione l'indicizzazione del gas importato al prezzo del carbone anziché dei prodotti petroliferi.

38. Piglia, 2009, pp. 84 ss.

39. Una delle rigidità dell'indicizzare è che l'aggiornamento del prezzo non può essere istantaneo. Lo si aggiorna perciò periodicamente, e sulla base della media ponderata dei prezzi del greggio *e/o* dei prodotti, come rilevato per un certo periodo (da 3 a 9 mesi). I contratti meno recenti aggiornano anche ogni 9 mesi; quelli più recenti anche ogni mese.

40. Gli Stati Uniti sono diventati importatori netti di gas solo dal 1988. La forbice che si è aperta e allargata tra produzione e consumo nazionale si è poi sostanzialmente stabilizzata dalla metà degli anni '80; e nel 2008 è per la prima volta tornata a restringersi.

41. Eia, *Natural Gas Navigator*, 2009. I dati sono traslati da piedi a m<sup>3</sup>, e arrotondati per convenienza di testo.

42. Neumann A., *Transatlantic Natural Gas Price Convergence. Is LNG Doing Its Job?*, in «Globalisation of Natural Gas Working Papers», [www.tu-dresden.de/wbwl/eeeg/publications/wp\\_gg\\_20\\_neumann2007\\_transatlantic\\_price\\_convergence.pdf](http://www.tu-dresden.de/wbwl/eeeg/publications/wp_gg_20_neumann2007_transatlantic_price_convergence.pdf)

43. Fonte: Eia, 2007.

## NOTE

44. Una delle novità della contrattualistica recente è che entro certi limiti il potenziale di arbitraggio sui mercati è preservato per il Gnl anche all'interno dei contratti di fornitura pluriennali. La forma è quella di clausole (*diversion clauses*) in base alla quale se singoli carichi della fornitura sono oggetto di offerte al rialzo da parte di terzi, il venditore è libero di cambiarne la destinazione cedendo al miglior offerente (Hartley P., Jaffe A.M., Medlock III K.B., «International Influences on the Link between U.S. Crude Oil and Natural Gas Prices», in *Natural Gas in North America: Market and Security, Baker Institute, Policy Report*, n. 36, 2007, p. 33). Le clausole normalmente prevedono che il differenziale di prezzo sia comunque spartito tra venditore e compratore originari; diventando così per entrambi una sorta di parziale *self hedging* rispetto alle variazioni in aumento del mercato *spot*.

45. Eia, 2009.

46. Borgstrom, 2009, p. 58.

47. Il prezzo del gas americano è comunemente fatto corrispondere al prezzo del terminale di Henry Hub, in Louisiana. Henry Hub è il luogo di interconnessione di 13 gasdotti, nonché il luogo di riferimento per la fissazione dei prezzi trattati al Nymex. Il mercato interno americano, in questo secolo, ha avuto due punte di prezzo (entrambe coincidenti con la stagione invernale) a fine 2001/inizio 2002 e a fine 2005/inizio 2006. In entrambe le occasioni il gas è stato quotato ampiamente a premio (in termini di parità di potere calorifico) rispetto al petrolio.

48. Romano, 2008, p. 111.

49. Ubs Investment Research, *What is the Potential for North American Unconventional Resources?*, 3 settembre 2008.

50. True W.R., Eia, *US Gas Demand, Supply to Fall; Prices to Swing Up*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 20, 2009.

51. Stagnaro, *Il mercato del gas naturale*, 2009.

52. Vale anche per la rete italiana, posto che oltre 1/10 dell'energia elettrica che consumiamo è importata dalla Francia.

53. È fisicamente successo anche in Italia, quando nell'inverno del 2006 a fronte della diminuzione delle importazioni di gas naturale dalla Russia il governo ha autoriz-

zato alcune centrali autorizzate alla generazione da gas naturale ad alimentarsi con olio combustibile (Corazza, 2008; Agnoli, Pireddu, 2008).

54. Stagnaro, *Il mercato del gas naturale*, 2009, p. 62.

55. Unione europea, *Energy Sector Inquiry-First Phase (Gas)*, 2006, p. 104.

56. Rifkin, 2002. Contro le ammalature, c'è chi parla di «visioni puramente mediatriche dei troppi messia dell'economia all'idrogeno» (Maugeri, 2008, p. 246).

57. Una delle migliori discussioni divulgative sul potenziale futuro di idrogeno e batterie, pur datata 2003, rimane quella di Smil (Smil, 2005, pp. 296-309).

58. «Global transportation fuel demand cannot be filled even by the most productive alcohol production» (Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, pp. 360-361).

59. Hartley, Jaffe, Medlock, *International Influences...*, cit. pp. 23, 37.

60. Foss, 2007, p. 11.

61. *Ibidem*, p. 8.

62. Romano, 2008, p. 95.

63. Che nella fase della produzione è indiscutibile, con emissioni di CO<sub>2</sub> grosso modo inferiori del 50% a quelle da carbone e del 30 a quelle da olio combustibile («residual oil»). I numeri Eia, in libbre emesse per MMBtu, sono 115.258 per il metano; 173.906 per il *residual oil*; e da 205.300 a 227.400 (antracite) per il carbone (Eia, *Voluntary Reporting for Greenhouse Gases Program*). Non è invece completamente misurabile, per l'incertezza dei dati disponibili, il contributo di emissioni causato dal metano a seguito di perdite di trasporto. Un recente studio Iea condotto sul sistema russo dà risultati che se confermati gettano qualche ombra sulla natura *environmentally friendly* del metano, quando considerato nel concreto e presente suo intero ciclo (Piglia, 2009, p. 95).

64. È stato comunque calcolato per l'Europa anche un fattore di correlazione sensibilmente più alto, e pari allo 0,89 per il periodo 1984-2005 (Piglia, 2009, p. 87).

65. Dati basati su osservazione diretta.

66. Iea, 2008, p. 72.

67. Pare succeda anche nel gas, se è vero per esempio che la prima importazione di-

retta con contratto di lungo periodo di gas russo in Italia non intermediata dal campo nazionale Eni avviene a termini e condizioni complessivamente non meno gravosi di quelli offerti dall'Eni ai propri clienti migliori.

68. È quanto sottolinea in Italia, tra gli altri, Clò, che evidenzia come «la riduzione della dimensione media degli acquisti da parte dei nuovi entranti e il loro più ridotto portafoglio» aggravino la posizione dell'importatore aumentandone la debolezza. «Il pur diffuso convincimento che il «passaggio al metano», in un ambiente concorrenziale, possa migliorare i conti/costi energetici nei paesi europei non trova, in conclusione, alcun riscontro nella realtà dei fatti. Anche se di questi fatti sia i governi che i regolatori non sembrano voler prendere atto» (Clò, *Il rebus energetico*, 2008, p. 194).

69. A gennaio e febbraio del 2009 i consumi elettrici italiani sono stati di oltre l'8% inferiori a quelli del 2008. Il che fa sospettare che in assenza della rituale crisi russo-ucraina di inizio anno qualche nostro importatore avrebbe seriamente rischiato di finire in *take or pay*, e dunque di dover pagare senza ritirare per mancanza di domanda a valle...

70. Il rapporto rischio/rendimento può poi essere eccellente, e il rendimento anche più che doppio rispetto a quello dei migliori strumenti finanziari di natura obbligazionaria di volta in volta disponibili. Il che spiega la corsa alle infrastrutture di fondi e patrimoni privati; e però anche la difficoltà di un forte impegno di *equity* da parte di imprese quotate dalle quali ci si aspetta un rendimento propriamente industriale.

71. Nel 2008 sono usciti in Italia due libri (Agnoli, Pireddu, 2008; Corazza, 2008) la cui narrazione muove dallo stesso evento. L'«ultimatum di Natale» con cui il 25 dicembre 2005 il governo russo minacciò l'embargo delle forniture di gas all'Ucraina, e in cui era implicita (posto che il tubo passa, appunto, per l'Ucraina) la sospensione delle forniture a Occidente. Al netto di ogni commento su Russia e Ucraina, di cui ho scritto altrove (Nicolazzi, *A colloquio con Monsieur Le Gas*, 2006), qui si rileva co-

me nel corso dell'inverno russo più freddo da decenni il calo delle forniture dalla Russia toccò una punta massima su base quotidiana del 4% del nostro fabbisogno nazionale e che rimase complessivamente ben al di sotto del 2% del nostro fabbisogno per i mesi di riferimento (gennaio e febbraio). È bastato meno di un 2% a generare emergenza. La storia, più che un problema di e con la Russia (rispetto alla quale, considerate le condizioni politiche e climatiche, è giusto una conferma dell'equilibrio dei bisogni), disvela un problema italiano di mancata generazione tempestiva di alternative di capacità e di relative infrastrutture.

72. Jensen, 2007, pp. 178-179.

73. Qualche volta l'amore per il piccolo porta al paradosso. La prima «gara» per l'aggiudicazione di quote di transito nel Tag (il gasdotto che attraversando l'Austria è oggi l'unica infrastruttura per il vettoriamento in Italia del gas russo) ne è esempio tra tanti. Alla fine non fu gara, ma distribuzione della capacità tra tutti i richiedenti. Oltre 200, che si aggiudicarono ciascuno diritti di transito per poco più di 22 milioni di m<sup>3</sup>/anno. Non c'era nulla da pagare, ma solo da dare una fidejussione a copertura.

Tra i vincitori, illustri sconosciuti e persino un amministratore di condominio. Poi, dato che se vai a chiedergli di venderti 22 milioni di m<sup>3</sup>/anno Gazprom nemmeno ti fa rispondere dal centralino, cominciò il mercato secondario. Gli operatori veri a caccia di quelli di passaggio per rilevarne i diritti. Il mercato tramanda che i ricavi dalle vendite arrivarono al picco del mercato ben oltre i 500.000 euro a lotto. Tutti di guadagno netto dell'intermediario; e tutti poi da scaricare in un modo o nell'altro sulla bolletta del gas della signora Gina.

74. Ranci Ortigosa, 2008, p. 79.

75. Nessuno o quasi degli operatori di settore oggi impegnati in Italia nello sviluppo di nuovi progetti di rigassificazione o stoccaggio ci perderebbe tempo se non nel presupposto che se il progetto va in porto vi sarà ragionevole esenzione dal *third party access*; insomma se non pensasse di poterlo usare per sé.

76. «[...] che nei mercati energetici l'ope-

## NOTE

rarvi di tanti “piccoli indiani” sia in grado di ampliare l’offerta, rafforzare la concorrenza, favorire la riduzione dei prezzi, accrescere la sicurezza, è, ahimè, allo stato delle cose, del tutto fuori della realtà» (Clò, *Il rebus energetico*, 2008, pp. 171-172).

## Il petrolio che cambia

1. Che vuol dire che hai fatto ricorso a tutte le tecniche dell’esplorazione, e principalmente quelle sismiche, che ti fanno disegnare gli strati geologici; quelle gravimetriche, che ti hanno dato la distruzione della densità tra le rocce; e quelle elettromagnetiche, che dandoti la resistività (resistenza per unità di volume) dello strato di roccia al passaggio della corrente elettrica ti consentono di correlarla alla presenza di idrocarburi.
2. La definizione si allinea a quella del Petroleum Resources Management System (Prms) edito congiuntamente nel 2007 da Spe (Society of Petroleum Engineers), Aapg (Association of American Petroleum Geologists), Wpc (World Petroleum Council) e Spee (Society of American Evaluation Engineers): «*The term “resources” as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth’s crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered “conventional” or “unconventional”*» (par. 1.1, www.spe.org).
3. Colitti, 1982.
4. La regola è stata appena modificata, con efficacia dal 2010. Non conterà più il prezzo puntuale di fine d’anno; ma la media dell’anno precedente.
5. La pratica corrente, incorporata anche nel Prms, prevede poi la distinzione delle riserve in *proven, probable e possible*. Le riserve *proven* («1P») corrispondono ai volumi che hanno una probabilità pari al 90% di essere estratti in condizioni di economicità; le *probable* («2P») sono al 50% e le *possible* («3P») al 10.
6. Smil, 2005, p. 181.
7. Timmons H., *Shell to Pay \$ 150 Million in*

*Fines for Overstating Reserves*, in «The New York Times», 29 luglio 2004.

8. Il petrolio resta intrappolato in giacimento per effetto delle forze di capillarità (Romano, 2008, p. 102).
9. Barnaba, 1998, pp. 237 ss.
10. Al diminuire della pressione, il gas disciolto nel liquido si libera espandendosi; e la sua espansione «spinge» anche il petrolio spiazzandolo e consentendone il recupero.
11. La *gas injection* è una tecnica di *reservoir* che punta a formare una *gas cap* che aiuti la spinta; ed è dunque iniezione alla sommità della formazione. Il *gas lift* è una tecnica di produzione consistente nella reiniezione alla base della colonna, con l’obiettivo di alleggerirla e favorire il flusso.
12. «*Supergiant*» è di regola definito un giacimento con riserve recuperabili in eccesso di 5 miliardi di barili.
13. Carioca-Sugar Loaf, Tupi e Jupiter, *Oil and Brazil. What Lies Beneath*, in «Economicst.com», 16 aprile 2008.
14. Watkins E., *Brazil’s Oil Development Bonanza Shapes Up*, in «Oil & Gas Journal», vol. 16, n. 42, 2008. I 60 dollari sono una stima di fonte governativa, e dunque una stima delle *revenues* fiscali attese.
15. Un acro equivale a circa 0,40 ettari.
16. Mills, 2008, p. 8.
17. Iea, 2008, p. 212.
18. Uno dei procedimenti è lo Steam Assisted Gravity-Drainage (Sagd). Due pozzi orizzontali in parallelo. Quello sopra è un pozzo iniettore, e butta vapore in formazione. Il greggio scaldato percola verso il basso sino a finire nel secondo pozzo, che è quello produttore.
19. La tecnica adottata dipende essenzialmente dalla viscosità del petrolio e dalla pressione di giacimento, e anche *per relationem* da gravità e profondità rispettivamente. L’iniezione di vapore è di regola praticata in giacimenti poco profondi di olio pesante e ultraspesante; mentre all’estremo opposto campi profondi di petrolio leggero sono i più adatti all’iniezione di CO<sub>2</sub> (Sandrea, Sandrea, *Global Oil Reserves-2*, 2007).
20. La reiniezione di anidride carbonica in giacimento a fini di Eor è già oggi il fondamento della produzione di circa 300.000

barili/giorno, principalmente negli Stati Uniti (Iea, 2008, p. 213).

21. Eor sarebbe stata nel 2006 responsabile della produzione di 2,5 milioni di barili/giorno, e grosso modo del 14% dell’intera produzione domestica americana (*Worldwide Eor Survey*, 2006, in «Oil & Gas Journal»). Per il futuro, c’è chi è convinto che ci sia «*plenty of room for growth*» (Sandrea, Sandrea, *Global Oil Reserves-2*, 2007) e chi ne prevede un’incidenza modesta (www.theoil drum.com/ tag/eor).
22. Iea ritiene che a seconda dei progetti il costo per barile aggiuntivo prodotto via Eor possa variare dai 20 ai 70 dollari (Iea, 2008, pp. 213-214).
23. «*Dei 58 giacimenti di grandi dimensioni, o giant, scoperti a livello mondiale nel decennio 1990-2000, circa un terzo si trovano in acque profonde*» (Romano, 2008, p. 103).
24. La *creaming curve* in senso proprio si ricava plottando per unità di tempo (per esempio, per ogni anno) il rapporto tra numero dei pozzi esplorativi perforati e il totale di barili scoperti, e poi congiungendo i punti.
25. *The End of Cheap Oil* è il titolo di un fortunato saggio di Campbell e Laherrère (Campbell, Laherrère, 1998).
26. Qualcuna delle stime delle potenziali riserve di Yadebaran si mantiene (molto) prudenzialmente sotto i 5 miliardi di barili recuperabili.
27. La zona caspica è ricca di giacimenti *pre-salt*. In epoca sovietica, i russi avevano preso gusto a usare la coltre salina per farci esplodere qualche ordigno termonucleare. Il sale era comunque così spesso che avrebbe poi sigillato il tutto (almeno in teoria). Il fenomeno era noto; e sino a qualche anno fa si potevano trovare persino su Internet rapporti che per giustificarlo la definivano in termini di eccellente se non unica tecnica per l’ottenimento di una buona informazione sismica sugli strati sottostanti.
28. Durham L.S., *Salt Couldn’t Hide Elephant From Explorers*, www.aapg.org/explorer/2008/01jan/tupi.cfm
29. Mills, 2008, p. 63.
30. Durham L.S., *Buzzard Risk Reaps Reward*,

www.aapg.org/explorer/2005/06jun/buzzard\_halfbouty.cfm

31. Nel 2001, al momento della scoperta, il consorzio era formato da Encana, Petrocanada, British Gas e Edimburgh.
32. Mills, 2008, pp. 60 ss.
33. Iea, 2008, p. 205.
34. Mills, 2008, p. 58.
35. Iea, 2008, p. 205.
36. Ancora di recentissimo Colin Campbell minimizza, sin quasi a negarla, la possibilità che il *recovery factor* possa subire mutamenti più che sostanziali in funzione di prezzi e tecnologie disponibili; e spiega gli anche drammatici cambiamenti in aumento delle riserve avvenuti nel tempo come «*a natural consequence of initial understatement or strict definition*» (Campbell, 2005, p. 134). Insomma non si è (quasi) mai imparato dopo; ma sempre e solo sbagliato prima. È l’eredità del Sommo sacerdote. Se ha sbagliato numero, è perché gli hanno nascosto qualcosa; che il *recovery factor* che ha pronunciato è inviolabile dal tempo. Se poi la realtà lo smentisce il Sommo sacerdote, hegelianamente, si dispiace per i fatti.
37. A partire dalla fine degli anni ’80, l’organigramma delle società petrolifere ha di frequente ridefinito l’esplorazione da funzione «di linea» (laddove insomma qualcosa si decide e gestisce) a funzione di staff/servizio tecnico (laddove si ha da rispondere specialisticamente alla domanda e lasciare la decisione a quelli che ve l’hanno fatta).
38. Iea, 2008, p. 197.
39. Deffeyes, 2006, p. 28.
40. Staffjord ha portato il *recovery factor* al 65,6% e poi al 68% (Gould, 2006, p. 179).
41. «*For 85 percent of Norwegian fields, the initial reserve estimate has been upgraded by an average of 70 per cent*» (Mills, 2008, p. 81).
42. Maugeri, 2001, p. 98; Mills, 2008, p. 84.
43. È il c.d. *Microbial* Eor (Romano, 2008, p. 102).
44. Laherrère vi direbbe che 35 è già abbastanza; Iea sembra spingere le sue speranze sino alla casella 50; e c’è già chi si spinge all’obiettivo 70 (Sandrea, Sandrea, *Global Oil Reserves-1*, 2007).
45. Iea, 2008, p. 212.

## NOTE

46. 39 nel Rapporto Eni, e 41,6 in quello Bp.  
 47. Eni, 2008; Bp, 2008.  
 48. Campbell, 2006.  
 49. Le riserve sono (anche) credito bancario. Una società piccola tenderà di regola alla loro patrimonializzazione accelerata, e a stimarle da subito vicino al limite massimo consentito. Una società di più ampie dimensioni potrà invece avere interesse a «spalmare» gli effetti di una scoperta su più esercizi, evitando così eccessivi squilibri di anno in anno di indici quali tra gli altri il *reserve replacement ratio* e i *finding costs* (costo per barile della scoperta, sulla base dei costi esplorativi totali).  
 50. Abu Dhabi nel 1988 da 31 a 92 miliardi di barili; Dubai da 1,4 a 4; l'Iran da 49 a 93; l'Iraq da 47 a 100; l'Arabia Saudita da 170 a 258; il Venezuela da 25 a 56. Il Kuwait (da 64 a 90) aveva già provveduto nel 1985 (Campbell, 2005, p. 133).  
 51. O quasi. L'Algeria è eccezione più rilevante. E forse lo è anche perché non è stata annessa dalle sette sorelle, e le sue scoperte sono arrivate dopo.  
 52. Anzi più d'una, come si è rilevato in relazione alla rivalutazione saudita (Varvelli, 2007, pp. 89-90).  
 53. Nel 2005 il grido d'allarme. La fine è prossima. Il *water cut* (cioè l'acqua prodotta insieme al petrolio) sarà presto incontrollabile. Si produrrà sempre più, e poi quasi solo acqua; e il petrolio rimasto intrappolato ne sarà bypassato e mai più spinto in superficie (chiedo scusa se riassumendo semplifico). Il tutto in un libro di grande successo (Simmons, 2005) e che nella sua parte centrale è un vero e proprio trattato di *petroleum engineering*. Scritto peraltro da un *investment banker* che ha come titolo di studio un Mba. Simmons spiega di averlo scritto dopo avere letto e studiato più di 200 *papers* della Society of Petroleum Engineers (p. XIII). In questo ha tutta la mia solidarietà; e anche la mia ammirazione. Io ci avrei capito molto meno di quello che mostra di averci capito lui; però anche lui non ci ha capito abbastanza da mettersi come fa a insegnarlo, il *petroleum engineering*. Le «*numerous technical gaffes*» di cui è conseguente-

mente farcita la dissertazione di Simmons non potevano passare perciò inosservate. Il primo *petroleum engineer* vero che ha letto il libro ce ne ha lasciata un'elencazione tra il delizioso e l'esilarante (Jarrell, 2005); e altre ne sono seguite (Mills, 2008, pp. 111 ss.). All'esame forse me lo bocciarono. I dubbi sul futuro di Ghawar sono oltre che leciti anche condivisibili; ma non possono essere fondati su delle castronerie. Quale che sia il futuro di Ghawar, due cose dovrebbero essere generalmente condivise. La prima è che Aramco sta facendo bene il suo mestiere. La seconda è che un giacimento prodotto con pressione di *water drive* è un giacimento dove evitare di «tirare» la produzione allunga i tempi ma aumenta il fattore di recupero; e che da alcuni anni Aramco questo sta facendo. Tirato a tutta starebbe quasi per certo già in pieno declino. Oggi invece stiamo a discutere se funzioni il fattore di recupero ritenuto da Iea, e cioè il 56%; oppure si possa dare fiducia ai sauditi, che suggeriscono l'idea che si possa arrivare a 67. L'11% di differenza del fattore di recupero, per chi si fosse distratto, vorrebbe dire 27.500 miliardi di barili di riserve in più. Un *super-supergiant*. La più grande scoperta del XXI secolo. Se però poi scopriamo che il declino si fa nei prossimi 2-3 anni da graduale repentino, allora un poco siamo nei guai.  
 54. Staniford S., *Depletion Levels in Ghawar*, [www.theoil-drum.com/node/2470](http://www.theoil-drum.com/node/2470); Mearns E., *Ghawar: An Estimate of Remaining Oil Reserves and Production Decline*, [www.theoil-drum.com/node/2490](http://www.theoil-drum.com/node/2490).  
 55. US Geological Survey-World Petroleum Assessment, <http://pubs.usgs.gov/dds/dds-060>. Laherrère ha definito il rapporto prodotto di «*lonely academic U.S.G.S. geologists*», attirandosi anche qualche commento autorevolmente sarcastico (Smil, 2005, p. 199).  
 56. Ahlbrandt, 2006.  
 57. Eni, 2008, p. 6.  
 58. Gli ambienti Aspò hanno su questo una visione antitetica, e che è figlia della «storica» posizione di Campbell e Laherrère per cui la crescita del *recovery factor* medio dal 20 al 35% è dovuta essenzialmente al fatto che

si sottostimava prima, e non a miglioramenti tecnologici intervenuti dopo (Campbell, Laherrère, 1998, p. 82).  
 59. Smil, 2005, p. 204.  
 60. Eia, 2008.  
 61. Iea, 2008.  
 62. È l'uso cui si attiene rigorosamente per esempio Campbell, che definisce *regular conventional oil* «*to exclude: Oil from coal and "shale". Bitumen and derivatives. Extra-Heavy Oil. Heavy Oil (10-17,5° API). Deepwater Oil (<500 m.). Polar Oil. Natural Gas Liquids from gasfield plants*» (Campbell, 2005, p. 123).  
 63. La piattaforma è la Statfjord B, installata nel 1982.  
 64. Il potenziale è stato recentemente oggetto di *assessment* da parte di Usgs. *Circum-Arctic Resource Appraisal*, 2008, <http://energy.usgs.gov/arctic>  
 65. L'olio pesante può avere anche avuto origine da una migrazione prematura, e dunque dall'aver abbandonato la roccia madre prima di essere cotto a sufficienza. I petroli «immaturi» e quelli biodegradati hanno infatti caratteristiche affatto comuni; in pratica, rispetto a oli maturi e più leggeri, meno paraffine e gasoline e più asfalteni (Silverman, 1978).  
 66. Varvelli, 2007, p. 92.  
 67. *Heavy Oil*, Working Document of the Npc Global Oil & Gas, 2007, [www.npc.org/Study\\_Topic\\_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf](http://www.npc.org/Study_Topic_Papers/22-TTG-Heavy-Oil.pdf). Il National Petroleum Council (Npc) è un organismo consultivo del ministro per l'Energia americano.  
 68. È il già descritto Steam Assisted Gravity Drainage, o Sagd.  
 69. Il *syncrude* può essere considerato a fini economici e anche di resa di raffineria grosso modo analogo a un petrolio «naturale» di buona qualità.  
 70. 35 miliardi in *open pit* e 140 *in situ* (Iea, 2008, p. 262).  
 71. E stava sotto i 20 per la produzione di bitume non ulteriormente trattato. La valutazione è del National Energy Bureau canadese, e include un ritorno sull'investimento dell'ordine del 10% (Wec, 2007, p. 124).  
 72. «*Current estimates of the supply costs for the Orinoco extra-heavy crude oil are as little as half of supply costs for Canadian bitumen*» (Ivi).

73. Iea, 2008, p. 262.  
 74. La stima delle risorse di Eia è per esempio di 9000 miliardi di barili (Eia, 2008).  
 75. Bigliarbigi K., Mohan H., Killen J., *Oil Shale, 1. US, World Possess Rich Resource Basis*, in «*Oil & Gas Journal*», vol. 107, n. 3, 2009.  
 76. La differenza di 3 a 1 si spiega con il fatto che 3000 circa di cui 2000 negli Stati Uniti sono le risorse che possono in qualche modo già considerarsi «esplorate» (Romano, 2008, p. 107); mentre le 10.000 sono un'estrapolazione.  
 77. Per adesso l'attesa ambientalista di una condanna della produzione da sabbie da parte del presidente Obama è andata delusa. Bradbury D., *Obama Sidesteps Tar Sands Controversy*, [www.businessgreen.com/businessgreen/news/2236958/obama-sidesteps-tar-sands-issue](http://www.businessgreen.com/businessgreen/news/2236958/obama-sidesteps-tar-sands-issue)  
 78. Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, p. 357.  
 79. Era il Colony Shale Oil Project, iniziato nel 1980 con un budget di un miliardo di dollari e chiuso definitivamente già nel 1982 (Yergin, 1996, p. 578).  
 80. *Ibidem*, p. 144.  
 81. Wec, 2007, pp. 96 ss.  
 82. Per una rassegna comparativa delle tecniche attualmente in via di sviluppo, Crawford P.M., Bigliarbigi K., Killen J., Knaus E., *Oil Shale 2. New Approaches Overcome Past Technical Issues*, in «*Oil & Gas Journal*», vol. 107, n. 4, 2009.  
 83. Il *plan of operations* sottoposto da Shell al Bureau of Land Management nel 2006 e contenente una descrizione dettagliata del progetto è in rete a [www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/co/field\\_offices/white-river-field/oil\\_shale.Par.79837.File.dat/OSTPlan-ofOperations.pdf](http://www.blm.gov/pgdata/etc/medialib/blm/co/field_offices/white-river-field/oil_shale.Par.79837.File.dat/OSTPlan-ofOperations.pdf)  
 84. Bigliarbigi K., Mohan H., Carolus M., Killen J., *Oil Shale 3. Analytic Approach Estimates Oil Shale Development Economics*, in «*Oil & Gas Journal*», vol. 107, n. 5, 2009.  
 85. 55 kg/barile per procedimenti *in situ*; e 80 (35 per la separazione del bitume dalle sabbie; e 45 per il suo *upgrade* a *syncrude*) per quelli *open pit*.  
 86. La nozione è rilevante soprattutto quando l'effetto economico dell'impatto non ri-

## NOTE

cade su chi ha compiuto l'azione. Esempio. Una centrale elettrica. Come qualunque attività energetica, è vietata la favoletta dell'impatto zero. Un impatto c'è, ma può essere e di norma sarà nei limiti del consentito (se non lo fosse, la sanzione dovrebbe consentire di recuperarne anche il costo). L'«inquinamento legittimo» ha un costo sociale che non viene pagato né dal consumatore (perché non essendo costo non finisce in bolletta) né dal produttore (posto che il suo comportamento è, appunto, perfettamente legittimo). Lo paghiamo perciò tutti, via tassazione ordinaria. C'è chi ritiene che al fine della valutazione del costo reale di un'attività e della sua economicità tutte le externalità che vi ineriscono dovrebbero essere «internalizzate»; e che ciò dovrebbe far decidere della loro fattibilità economica. Ammiro il concetto, ma mi perdo nella sua quantificazione. Per un'introduzione, rimando a Di Giulio, 2007.

87. Cleveland, Costanza, Hall, Kaufmann, 1984.

88. Georgescu-Roegen, 1971.

89. Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, p. 276.

90. I dati Eroi e quelli precedenti relativi alle emissioni sono tratti da *Tar Sands/Oil Sands* di M.C. Herweier, A.K. Gupta, e *Oil Shale: Potential, Eroi and Social and Environmental Impacts*, a firma degli stessi e di C.A.S. Hall. I contributi, cui si rimanda anche per altri aspetti del tema bitumi-shale oil, sono disponibili in *Unconventional Oil: Tar Sands and Shale Oil Eroi on the Web, Part 3 of 6*, 2008, [www.theoil Drum.com/node/3839](http://www.theoil Drum.com/node/3839)

91. Crawford P.M., Bigliarbigi K., Killen J., Knaus E., *Oil Shale 2...*, cit.

## Il petrolio che finisce

1. Romano, 2008, p. 94.

2. In realtà sia la forma geometrica che la classificazione delle risorse discendendo da convenzionali a non convenzionali risultano meno che accurate. Il costo crescente non è necessariamente determinato dalla «natura» della risorsa (può per esempio costare unitariamente di più l'aumento del *re-*

*covery factor* in un giacimento tradizionale che il recupero del primo 5% di *extra heavy*); e la situazione complessiva potrebbe essere rappresentata meglio da un trapezio che da un triangolo.

3. Adelman, 1995, p. 27.

4. Iea, 2008.

5. Cantarell a fine anni '90 è stato sottoposto a trattamenti di recupero assistito che ne hanno moltiplicato la produzione nel breve periodo ma i cui effetti sono ora in via di declino accelerato.

6. Iea, 2008, p. 239.

7. Eia, Steo 2009.

8. Goldman Sachs, *230 Projects to Change the World*, febbraio 2009.

9. Iea, 2008, pp. 229-231; Mills, 2008, pp. 26-27.

10. Iea, 2008, pp. 315, 320.

11. Fonte: Goldman Sachs.

12. Iea, 2008, p. 315.

13. Yergin, intervento allo *Arab Strategy Forum*, Dubai, 4 dicembre 2006 (Mills, 2008, p. 27)

14. Lehmann qui e altrove è usato giusto come epitome della crisi. Se anche non li lasciavano fallire, sempre crisi era.

15. Il ministro saudita al-Naimi alla sessione Opec del marzo del 2009 ha dichiarato che nell'anno la *spare capacity* saudita raggiungerà i 4,5 milioni di barili/giorno, su una capacità totale di 12,5 milioni (Reuters, 15 marzo 2009).

16. Cera, 2009.

17. Settembre 2008. La previsione Cera tiene conto di tutti i liquidi; e include perciò anche i biofuel.

18. Il dato Iea 2008 è di 94 milioni; cui vanno aggiunti sempre da stima Iea 2 milioni di biofuel per rendere il dato omogeneo a quello Cera.

19. Piglia, 2006, pp. 193 ss.; Mills, 2008, pp. 107 ss.

20. La risposta stava in qualche modo già nella domanda, e cioè nella premessa che «we shall assume always that the owner of an exhaustible supply wishes to make the present value of all his future profits a maximum» (Hotelling, 1931).

21. Hubbert, 1982.

22. Anche se qualcuno sta cominciando a

far notare che l'andamento della parte discendente della curva mostra qualche scarto rispetto alla predizione (Mills, 2008, p. 36).

23. I riferimenti storici per Aspo sono Laherrère, Campbell e Deffeyes. Per un saggio dell'approccio *cornucopian*, che altro non è che un approccio liberista al tema delle risorse non rinnovabili, Odell (Odell 2004 e 2007), Lynch (Lynch, 2003 e 2007) e Clarke (Clarke, 2007). Robin Mills, che non si definisce *cornucopian* ma ha nei confronti dei praticanti la teoria del picco posizioni affatto analoghe agli «economisti», è un geologo poi diventato economista (però ha imparato a pensarla così quando ancora faceva il geologo). Adelman è il grande decano. Menzione separata merita anche Gordon, cui si deve tra l'altro una delle più recenti rivisitazioni di Hotelling (Gordon, 2009) e un'annessa estesa bibliografia degli scritti di matrice economica correlati al tema delle risorse non rinnovabili.

24. L'Urr è la somma delle riserve già esistenti con la proiezione di quelle che si stiano ancora da scoprire.

25. 1850 nella nota stima di Campbell (Campbell, 2005, p. 162); 2013 in quella di Deffeyes (Deffeyes, 2006, p. 47).

26. Per restare quanto più possibile omogenei a Campbell, il dato Cera è tratto da un rapporto del 2006.

27. Il lavoro seminale sul «picco» pubblicato da Laherrère e Campbell nel 1998 si è giovato del *database* di Petroconsultants, che all'epoca era senz'altro una delle più prestigiose società di consulenza petrolifera. Poi Petroconsultants è stata comprata da Ihs Energy, *database* compreso; e adesso a quel *database* ha accesso Cera, che è parte del Gruppo Ihs. Diverso occhio, diverso barile.

28. *Distribution and evolution of «recovery factor»*, presentato l'11 novembre 1997 a Parigi, *Oil Reserves Conference*, Iea; <http://dicoff.org/page183.pdf>

29. Deffeyes, 2006, pp. 39-40.

30. Non sempre poi chi tenta la dimostrazione rende un buon servizio alla causa; e qualcuna è giusto petizione di principio (Gowdy, Roxana, 2005).

31. Bardi, 2003, p. 97.

32. Odell, 2007, p. 32.

33. Caruso G., *When Will World Oil Production Peak*, 10th Annual Oil and Gas Conference, Kuala Lumpur, 13 giugno 2005. È uno dei pochi studi che correla esplicitamente il picco alla variazione della domanda. Il 2049 è prodotto di un aumento annuale del 3%; il 2094 dell'1%.

34. Varvelli, 2007, p. 39.

35. Il 16 o il 17 dicembre 2005 (Deffeyes, 2006, p. XI).

36. Quadrio Curzio, Pellizzari, Zoboli, 2007.

37. Adelman, 1995, p. 11.

38. Simon, 1996, p. 59. Simon è probabilmente il caposcuola dei *cornucopians* contemporanei. È in qualche modo ricollegabile alla sua influenza anche la controversa posizione di Lomborg (Lomborg, 2003), cui dobbiamo una esposizione statistico-modellistica della bellezza dello sviluppo.

39. Stagnaro, 2007, pp. 99-100.

40. È già la proiezione di alcuni scenari, tra cui quello adottato come riferimento dal Cera nel 2008 e che dal 2016 modella una diminuzione in termini assoluti di questa parte della produzione complessiva; con posizione quasi parallela a quella di Laherrère.

41. Hirsch, 2005.

42. Scrive nel 2004, e sottolinea comunque l'esistenza di nuove tecnologie sperimentali di cui non è ancora possibile la valutazione (*Ibidem*, p. 44).

43. Heinberg, 2008, p. 23.

44. Hirsch, 2005, p. 5.

45. *Ibidem*, pp. 56-57.

46. Iea, 2008, p. 213.

47. Hirsch, 2005, p. 5.

48. Eia, *World Oil Refining Capacity, 1970-2007*.

49. *China expected to raise refining capacity by 9% this year*, [www.gasandoil.com/goc/news/nts91485.htm](http://www.gasandoil.com/goc/news/nts91485.htm)

50. Bp, 2008.

51. Giavarini, 2006, p. 14.

52. Giavarini ipotizza una resa «tipica» di raffineria moderna pari al 15,63% di oli combustibili; 2,5 di bitume; 1,03 di zolfo, 6,55 di consumi e 0,50 di perdite (Giavarini, 2006).

## NOTE

53. Eia, *Refinery Yield*, Release 1, aprile 2009.  
 54. Nel 2007 la capacità di raffinazione disponibile era pari a 87,913 milioni di barili/giorno; ed è stata utilizzata per 75,545 milioni (86% di utilizzo) (Bp, 2008). Gli Stati Uniti, dove da oltre 30 anni non si costruiscono nuovi impianti, con una capacità di 17,588 e un utilizzo di 15,148 sono ormai da alcuni anni in deficit strutturale di capacità; nel senso che sono obbligati a importare parte del loro fabbisogno direttamente in forma di prodotti. L'importazione di prodotti nel 2007 è stata pari a 3,437 milioni di barili/giorno.  
 55. Si assume che si tratti sempre di prodotto distillato intermedio e non di *fuel oil*.  
 56. Eia, 2008.

## Inizio secolo

1. Rutledge, 2005, p. XIII.  
 2. Noreng, 2006, p. XVIII.  
 3. Juhasz, 2008, p. 320.  
 4. Ci sono state avventure esplorative negli anni '80, ma non hanno coinvolto le grandi e non hanno comportato investimenti significativi.  
 5. Kumins L., *Iraq Oil: Reserves, Production and Potential Revenues*, Crs Report for Congress, <http://fas.org/sgp/crs/mideast/RS-21626.pdf>  
 6. Le riserve provate sono relative agli 80 giacimenti sin qui scoperti, di cui solo 7 sono pienamente sviluppati e altri 15 parzialmente. I 7 giacimenti più importanti valgono da soli i 2/3 delle riserve complessive; ma per quanto di dimensioni assai più piccole sono comunque 58 i giacimenti già scoperti e mai messi in produzione; situazione che è unica al mondo (Shafik, 2009).  
 7. Shafik, 2005.  
 8. Noreng, 2006, p. XXII.  
 9. In «The Times», 1° febbraio 2008.  
 10. Rutledge, 2005, p. 148.  
 11. Che poi attuandolo gli riesca o meno di evitare la «maledizione delle risorse» è altra e diversa discussione.  
 12. Tanto che nel frattempo nel Kurdistan il governo regionale ha preso a far

da solo, e a concedere in proprio titoli minerari con contratti di *production sharing*. Il rischio (qui anche operativo) se lo sono preso società che per dimensioni rientrano a pieno titolo tra gli *independents*, come Heritage Oil (canadese) e la norvegese Dno.

13. Watkins E., *Iraq to Allow Higher Stakes for Ioc's in Drilling Projects*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 8, 2009.  
 14. *Saudi Warns of \$ 150 Oil within Three Years*, in «Financial Times», 26 maggio 2009.  
 15. Verleger, 1994, pp. 28 ss.  
 16. Maugeri, 2006, p. 215.  
 17. Stiglitz e Bilmes procedono da una valutazione ricevuta in ambienti «qualificati» (ma imprecisati) secondo cui l'invasione dell'Iraq avrebbe portato a un differenziale di prezzo tra 5 e 10 dollari. Sulla base di questo assunto calcolano aritmeticamente caso minimo e caso massimo, e arrivano ai 1000 miliardi di un caso intermedio. Tutto l'esercizio è basato sulla credibilità dell'informazione ricevuta, che coincide con la valutazione saudita (Stiglitz, Bilmes, 2009, pp. 137 ss.).  
 18. [www.russiatoday.ru/Business/2008-06-11](http://www.russiatoday.ru/Business/2008-06-11)  
 19. Verleger, *Prepared Testimony to The Permanent Subcommittee on Investigation of the U.S. Senate Committee on Homeland Security and Governmental Affairs and The Subcommittee on Energy of the U.S. Senate Committee on Energy and Natural Resources*, 11 dicembre 2007, [www.pkverlegerllc.com/publications.html](http://www.pkverlegerllc.com/publications.html)  
 20. Iea, 2008, p. 71.  
 21. Adelman, 1995, p. 117.  
 22. La patata non è scelta casuale. Il *default* d'esordio del Nymex fu il *Great Potato Default* del 1976 (Juhasz, 2008, p. 141); *The Great Potato Bust*, in «Time», 17 giugno 1976  
 23. Krugman P., *More On oil and Speculation*, <http://krugman.blogs.nytimes.com/2008/05/13/more-on-oil-and-speculation/>  
 24. Qui e a questi fini distinte dalle «scorte strategiche» (quali la *Strategic Petroleum Reserve* americana).  
 25. Verleger, 1994, p. 44.  
 26. Iea, Steo, 2009. La variazione dei *com-*

*mercial inventories* è sempre stata minima. Negli Stati Uniti il 2005 segnava 1013 milioni di barili; il 2006 1031; il 2007 968; il 2008 1033; e il 2009 proietta 1037. I corrispondenti numeri europei sono 2582, 2663, 2564, 2680 e 2551.  
 27. Il consumo di petrolio varia stagionalmente; e la variazione del volume delle scorte ne anticipa l'oscillazione (Tertzakian, 2007, p. 102).  
 28. Eia, Steo, *Supplement: Why Are Oil Prices so High?*, 2006 (Tertzakian, 2007, p. 103).  
 29. *Spare capacity e inventories* sono stati tra i temi obbligati della sessione *High Oil Prices: Origins and Prospects* degli Annual Meetings Imf-World Bank (ottobre 2008). In particolare delle presentazioni Iea (Tanaka N., [www.iea.org/Textbase/speech/2008/Tanaka/imf.pdf](http://www.iea.org/Textbase/speech/2008/Tanaka/imf.pdf)) e Bp (Henstridge M., [www.worldbank.org/pos/High\\_Oil\\_Prices\\_Henstridge](http://www.worldbank.org/pos/High_Oil_Prices_Henstridge)).  
 30. Con gli stoccaggi strategici direttamente gestiti dai governi, si arriva a un totale di 4,1 miliardi di barili di stoccaggi Ocse (fonte: Eia).  
 31. Sul sistema e il suo funzionamento, *Fact Sheet on Iea Stock and Emergency Response Potential*, [www.iea.org/textbase/papers/2004/factsheetcover.pdf](http://www.iea.org/textbase/papers/2004/factsheetcover.pdf)  
 32. Per lo stato degli stoccaggi e la normativa emanata dall'Unione, [http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/stocks\\_en.htm](http://ec.europa.eu/energy/observatory/oil/stocks_en.htm)  
 33. L'informazione sulla *Strategic Petroleum Reserve* è resa pienamente accessibile dal Department of Energy, [www.fossil.energy.gov/programs/reserves](http://www.fossil.energy.gov/programs/reserves)  
 34. *China Government Oil Reserve Full-shipment*, Reuters, 9 marzo 2009.  
 35. Lo Spr americano «vale» oggi circa 70 giorni di importazioni, esonerando di fatto il sistema commerciale dal vincolo.  
 36. Secondo Verleger gli acquisti per lo Spr nel 2007 e 2008 sono stati uno dei principali motori dell'ascesa dei prezzi (Verleger, *Prepared Testimony...*, cit.).  
 37. Verleger, 1994, p. 203.  
 38. Maugeri, 2006, p. 265.  
 39. Il Wti è un greggio leggero di 39,6 gradi Api e con un contenuto di zolfo dello 0,24%. Il Brent è 38,06° e 0,37%. Il terzo greggio di riferimento è Dubai, che è

un acido di 31 gradi Api con il 2% di contenuto di zolfo.  
 40. Verleger, 2008.  
 41. Sapelli, 2008, p. 10.  
 42. Per l'andamento e il raffronto dei prezzi dei due «carburanti» negli Stati Uniti, Eia, *Gasoline and Diesel Fuel Update*, aprile 2009. Bamberger R.L., Pirog R., *The Disparity Between Retail Gasoline and Diesel Fuel Prices*, Crs Report for Congress, 31 marzo 2008, [http://assets.opencrs.com/rpts/RL34431\\_20080331.pdf](http://assets.opencrs.com/rpts/RL34431_20080331.pdf); e per l'Europa, Eea, *EN31 Energy prices*, [http://themes.eea.europa.eu/Sectors\\_and\\_activities/energy/indicators/EN31,2008.11](http://themes.eea.europa.eu/Sectors_and_activities/energy/indicators/EN31,2008.11) e DG TREN, *Oil Bulletin*, [www.eu.int/comm/energy/oil/bulletin/index](http://www.eu.int/comm/energy/oil/bulletin/index)  
 43. Mills, 2008, p. 28.  
 44. Seppure ancora solo parzialmente. *Gasoline-Distillate Price Gap Calls for Refining Investments*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 6, 2009.  
 45. Iea, 2008, p. 265.  
 46. Fletcher S., *Cera: Refiners Face Change in Liquids Supply Composition*, in «Oil & Gas Journal», vol. 106, n. 8, 2008.  
 47. Pineda M., *Wti, Brent, Dubai as Oil Price Benchmarks. Caveat Emptor*, Rge Analysts' Economonitor, [www.rgemonitor.com/economonitor-monitor/255555/wti\\_brent\\_dubai\\_as\\_oil\\_price\\_benchmarks\\_caveat\\_emptor](http://www.rgemonitor.com/economonitor-monitor/255555/wti_brent_dubai_as_oil_price_benchmarks_caveat_emptor)  
 48. È la tesi centrale sia di Iea sia di Eia. Aprire alle Ioc's è l'unica garanzia di investimenti sufficienti al mantenimento di un adeguato livello di produzione (Iea, 2008, p. 333). Poi c'è anche la teoria, o meglio il brutto film della necessità del suo svolgimento militare in caso di rifiuto dell'apertura (Rutledge, 2005, p. 144).  
 49. *Uganda Hits Threshold with Giraffe Discovery*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 7, 2009.  
 50. Wilson N., *Woodside Abandons Mauritania At a Loss*, in «The Australian Business», 28 ottobre 2007.  
 51. Mills, 2008, p. 26.  
 52. Sampson, 1988, pp. 160-161.  
 53. Con l'offerta di Cnpc per Unocal, nel 2005. *Why China's Unocal Bid Ran Out of Gas*, in «Business Week», 4 agosto 2005.

## NOTE

54. Si doveva assumere per arrivarci uno scenario prezzi non lontano dai 50 dollari; e nel 2005 le Ioc's era tanto se azzardavano 30. Quando nel 2003 mi trovai coinvolto in una valutazione vincolata da uno scenario non superiore a 20, al miliardo non ci si andava neanche vicino. È la pratica quotidiana delle società petrolifere. Spendì tempo e soldi e professionalità estreme per determinare riserve, produzione e produttività dei pozzi, investimenti futuri, ottimizzazioni produttive e quant'altro; e alla fine di tutto questo l'unica cosa che decide del tuo investire è la sfera di cristallo. Il tuo scenario prezzi a 10 anni (alzi la mano chi l'ha mai azzeccato); e un tasso di sconto che di fatto ha per anni incorporato la tua valutazione del rischio Paese. Il nuovo arrivato, se ne ha i mezzi finanziari, usa giusto uno scenario prezzi più aggressivo; e magari sconta pure più basso. *Time will tell*.

55. Una delle prassi di valutazione delle società non solo petrolifere è di incorporare il «rischio politico» nel tasso di sconto. Per investire negli Stati Uniti, sconto magari al 4%; e per il Sudan, magari al 15.

56. Herbst M., *Oil for China, Guns for Darfur*, in «Business Week», 14 marzo 2008.

57. Total esemplifica, formalizzandolo, l'approccio: [www.total.com/en/corporate-social-responsibility/Ethical-Business-Principles/Human-rights/Questions-Answers\\_9151.htm](http://www.total.com/en/corporate-social-responsibility/Ethical-Business-Principles/Human-rights/Questions-Answers_9151.htm). Vado dovunque ci sia petrolio, a condizione che non mi obblighino a comportarmi male. Il fatto che ci vada non significa che aiuto o appoggio il governo che c'è. Del resto non mi curo; e comunque contribuisco allo sviluppo. Qualunque sia la forma dell'enunciazione, non conosco società petrolifera che non sottoscriverebbe. Non è il loro mestiere dire chi è buono e chi è cattivo. Può farlo (indipendentemente se sia o meno giusto farlo) solo la legge come espressione di volontà generale, e non giusto un portatore di *private interests*. In America hanno fatto la norma, anzi ne hanno fatte tante. Nell'Europa continentale si è sin qui deciso di nemmeno sperimentare. Total, per inciso, non ha mai lasciato il Su-

dan; ma ha solo sospeso (e rinegoziato) il contratto in essere la cui area coincideva con una delle zone militarmente più combattute e all'interno della quale era perciò impossibile proseguire le operazioni.

58. Dopo Yadevaran, i cinesi hanno firmato nel 2009 anche un accordo per lo sviluppo e liquefazione di una fase del progetto di South Pars, che è la parte iraniana di quello che è considerato il maggiore giacimento di gas al mondo (tra gas e condensati, l'intero giacimento è stimato avere riserve dell'ordine dei 230 miliardi di Boe); 2/3 circa del giacimento sono in territorio qatarino.

59. Mills, 2008, p. 201.

60. Credo l'abbia anche dichiarato pubblicamente, seppur con altre forme; e in ogni caso mi offro come fonte.

61. I cui episodi più divulgati hanno comunque a oggetto il ruolo di Gazprom e l'esportazione di gas naturale (Nicolazzi, *Cucinare con Gazprom*, 2006).

62. Rach N.M., *Operators Plan More Drilling After Third Libyan Round*, in «Oil & Gas Journal», vol. 105, n. 5, 5 febbraio 2007.

63. Sampson, 1988. L'esperienza inglese si confronta con la coeva esperienza norvegese (Noreng, 1980).

64. Alla Bnoc, costituita nel 1975, spettava «il diritto al 51% di tutto il greggio estratto. [...] Una posizione più radicale di quella che i paesi produttori stavano trattando con le *major* petrolifere, incontrando una fiera resistenza anche da parte di quelle britanniche» (Clò, 2007, p. 202).

65. *Confidence Frays in Saudi Gas Prospects*, in «World Gas Intelligence», 13 febbraio 2008.

66. JoulesBurn, *Khurais Me A River*, in «The Oil Drum», 18 marzo 2008; [www.theoil drum.com/node/3694](http://www.theoil drum.com/node/3694); Simmons, 2005, pp. 211-215.

67. Goldman Sachs, sulla base dei progetti già sanzionati, prevede che la produzione saudita possa passare dai 10,4 milioni di barili/giorno del 2007 a 12,268 nel 2015 (Goldman Sachs, *230 Projects to Change the World*, 2009). Iea si spinge sino a 14,4 (Iea, 2008, p. 272). Il dato Iea è particolarmente

significativo; nel senso che una delle organizzazioni la cui analisi più seriamente si pone a supporto della necessità di aprire alle Ioc's assume poi come caso-base, in sede previsionale, uno scenario in cui i sauditi se la cavano benissimo da soli.

68. *World Population Prospects: The 2008 Revision. Population Database*, <http://esa.un.org/unpp/index.asp?panel=9>

69. Nel testo, i riferimenti al Medio Oriente sono basati sulla definizione che ne dà Iea e che comprende Arabia Saudita, Bahrain, Emirati Arabi Uniti, Giordania, Iran, Iraq, Israele, Kuwait, Libano, Oman, Qatar, Siria e Yemen.

70. Iea, 2008, p. 93.

71. *Ibidem*, p. 62.

72. Bp, 2008.

73. Mitchell J.V., *Economic Background. The Challenges Faced by Petroleum-Dependent Economies*, in Marcel, 2006, pp. 235 ss.

74. Eia, Steo, aprile 2009.

75. Sartori, Mazzoleni, 2004.

76. Stagnaro, *L'ultima risorsa. Simul stabunt, simul cadent*, 2009, p. 62.

77. I = PAT viene normalmente usato utilizzando «I» come sinonimo di impatto, e perciò anche di impronta biologica. Qui lo uso come indicatore del consumo della risorsa. Entrambe le cose, e altro, dipendono comunque da P, A e T. Quanto e in che misura per singolo fattore è poi esercizio che (qui) complicherebbe inutilmente il gioco.

78. Il trend dell'intensità energetica nel periodo porta a un suo dimezzamento nell'arco di 57 anni, [www.synapse9.com/drafts/100yr\\_Global\\_GDP&Intensity.pdf](http://www.synapse9.com/drafts/100yr_Global_GDP&Intensity.pdf)

79. «*Lower energy intensity is primarily the result of acceleration in the transition to a service economy non-OECD countries and more rapid efficiency improvements in the power and end-use sectors in the OECD*» (Iea, 2008, p. 78).

80. Smil, 2005, pp. 157 ss.

81. Dal 1971 al 1990, a ogni aumento dell'1% del Pil ha fatto riscontro un aumento dello 0,66% del consumo di energia primaria. Dal 1990 al 2000, il rapporto è stato 1%-0,44%. Dal 2000 al 2006, è risalito a 1%-0,68%. La differenza nell'ultimo periodo è essenzialmente attribuita al-

la maggiore partecipazione della Cina alla crescita del Pil mondiale (Iea, 2008, p. 64).

82. Eea, En21, *Final Energy Consumption Intensity*, 2008.

83. Jevons, 1865, p. 140.

84. Su scala mondiale, praticamente sempre; mentre una minore sporadicità dei casi di diminuzione assoluta del consumo comincia a essere visibile soprattutto in alcuni Paesi europei. Il 2008 per la prima volta dopo anni ha segnato una lieve contrazione dei consumi assoluti di petrolio; e quella che consumeremo alla fine del 2009 sarà probabilmente molto pronunciata.

85. Smil, *Energy in Nature and Society*, 2008, p. 272.

86. Eia, Steo, aprile 2009.

87. Un divertente repertorio degli oggetti del petrolio è stato compilato da Heinberg (Heinberg, 2008, p. 11).

88. Huntington S.P., *The Clash of Civilisations and the Remaking of World Order*, New York, 1996, (trad. it. *Lo scontro delle civiltà e il nuovo ordine mondiale*, Milano, 2000).

89. Tertzakian, 2007, p. 100.

90. Rutledge, 2005, p. 122.

91. Smil, 2005, p. 207.

92. Kwack J., *The Economics of Cafe*, [www.rgemonitor.com/financemarkets-monitor/256836/the\\_economics\\_of\\_cafe](http://www.rgemonitor.com/financemarkets-monitor/256836/the_economics_of_cafe)

93. Solo un po', perché in realtà hanno tagliato per quanto possibile il resto. Del milione e mezzo di minore consumo del 2008 meno della metà deriva da minore consumo di carburanti per autotrazione; e la previsione 2009 di ulteriori 430.000 barili/giorno in meno coesiste addirittura con una previsione di aumento (seppure quantitativamente insignificante) della domanda di *gasoline* rispetto al 2008.

94. Bell L., *Driving Habits Transformed*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 3, 2009. Un dato apparentemente meno confortante del sondaggio è che la propensione al minore consumo è proporzionale a reddito ed età. La scelta di più sobrie pratiche di uso dell'automobile trova maggiori consensi all'aumentare dell'età e del reddito.

## NOTE

95. In realtà in crescita di un milione di barili/giorno di consumo dei *liquid fuels*, ma a crescita 0 per consumo di petrolio (Eia, *Annual Energy Outlook*, 2009, p. 2).
96. Exxon, 2008. Lo scenario Exxon è uscito a dicembre 2008, ed è stato il primo post Lehman. Le previsioni Exxon sono di una sensibile decrescita della domanda automobilistica, compensata quasi esattamente in punto di consumi dalla crescita del trasporto commerciale (*heavy trucks*). Il trend, seppur con modalità anche temporalmente non identiche, accomunerebbe Stati Uniti e Ue.
97. Quali quelli di Exxon e del Doe cui si fa riferimento.
98. Tertzakian, 2007, p. 113.
99. L'efficienza dell'auto ibrida è leggermente inferiore a quella dei motori tradizionali. Attorno al 31%, contro il 32 di media dei motori a benzina e il 45 dei diesel. Pike R., *Electric Car Subsidies do not Serve Green Goals*, in «Financial Times», 28 aprile 2009.
100. Non inaudita in realtà in letteratura, visto che è la tesi avanzata da Odell (Odell, 2007, p. 28).
101. Che è poi il percorso fiorito disegnato da Rifkin (Rifkin, 2002).
102. «[...] il semplice fatto che un Paese dipenda da fonti estere significa che queste ultime sono più economiche rispetto alle fonti nazionali» (Stagnaro, 2007, p. 48).
103. L'obiettivo di sostituire più del 75% delle importazioni mediorientali, evitando così di dipendere dalla produzione di aree «instabili», è dichiarato esplicitamente dal presidente Bush nel discorso sullo stato dell'Unione del 31 gennaio 2006, [www.whitehouse.gov/news/releases/2006/01/20060131-10.html](http://www.whitehouse.gov/news/releases/2006/01/20060131-10.html)
104. Varvelli, 2008, pp. 153 ss.; Maugeiri, 2008, pp. 170 ss.
105. Adelman, 1995, p. 104.
106. Adelman, 1993, p. 524.
107. Stagnaro, 2007, p. 81.
108. Muller-Kraenner, 2008, p. 97 (mia traduzione).
109. Exxon, 2008.
110. Tertzakian, 2007, p. 239.

111. Per parafrasare Kennedy P., *The Rise and Fall of the Great Powers* (trad. it. *Ascesa e declino delle grandi potenze*, Milano, 1989).

112. Muller-Kraenner, 2008, p. XIII. Le citazioni di questa visione del tema potrebbero essere infinite.

## Appunti per dopo

- Schumpeter, 2001, p. 116.
- Quando in un indirizzo all'Institute of Mining Engineers, Samuel Wrigley stimò in 96 milioni di barili le riserve complessivamente residue (Pratt, 1945, pp. 123-124).
- Noreng, 2006.
- Una delle fonti che provano a riepilogare il prezzo-soglia a cui i vari tipi di produzioni diventano economiche a fine 2008 lo stimava nella forchetta tra 5 e 25 dollari/barile per il «convenzionale» mediorientale; tra 15 scarsi e 45 per il resto del convenzionale; tra i 30 e i 65 per l'ultraprofondi; tra i 20 e i 30 per l'*extra heavy* venezuelano; tra 60 e 90 per le sabbie canadesi; e tra meno di 60 e 110 per l'olio da scisti. Senza autore, *Oil Price at Which Fuel Sources Become Economically Viable*, in «Financial Times», 28 dicembre 2008. La stima è ovviamente lasca, e in alcuni casi abbastanza estrema. Il quadro generale è comunque largamente condiviso.
- «L'elasticità della domanda di carburante per il trasporto rispetto al prezzo risulta essere -0,25 nel breve periodo (ovvero un anno) e -0,64 nel lungo periodo, mentre l'elasticità rispetto al reddito risulta essere 0,39 e 1,08, rispettivamente nel breve e nel lungo periodo. Oltre la metà dell'adeguamento dell'elasticità rispetto al prezzo deriva da modifiche all'efficienza dei veicoli, mentre oltre la metà dell'elasticità rispetto al reddito è dovuta alla variazione delle percorrenze chilometriche» (Dahl, 2007, p. 70).
- Tanaka N., *Foreword*, in Iea, 2008, p. 3.
- Iea, *High Oil Prices*, 2004, [www.iea.org/Papers/2004/High\\_Oil\\_Prices.pdf](http://www.iea.org/Papers/2004/High_Oil_Prices.pdf)
- Le entrate petrolifere sono quasi l'80% delle entrate della Guinea Equatoriale, e il 60% di quelle di Sudan e Chad, tanto per

## NOTE

fare esempi di produttori relativamente recenti.

- È il caso del Chad (Iea, 2008, pp. 355 ss.).
- Generalissimamente parlando, i carburanti vegetali di seconda generazione sono quelli ottenuti dalle porzioni non commestibili dei vegetali.
- Per un'introduzione, [www.oilgae.com](http://www.oilgae.com)
- Tertzakian, 2007, pp. 156 ss.
- Taleb, 2008, p. 151
- Cosa che, poco umilmente, ho comunque provato a fare altrove (Nicolazzi, 2007). Grazie a Riccardo Varvelli, per avere poi ri-

pubblicato quel tentativo nel suo libro sul risparmio energetico (Varvelli, 2009).

- Bardi U., *Fire or Ice? The Role of Peak Fossil Fuels in Climate Change Scenarios*, <http://europe.theoil Drum.com/node/5084>; Rembrandt, *Report: The Interplay between Climate Change and Peak Oil*, <http://europe.theoil Drum.com/node/5344>
- Stern, 2009, p. 105.
- Ruddiman, 2007.
- Borges J.L., «Finzioni. Esame dell'opera di Herbert Quain», in *Opere*, vol. I, Mondadori, Milano, 1989, p. 679.

## Bibliografia

- Aa.Vv. (2005), *Hydrocarbons. Origin, Exploration and Production*, Eni (pubblicazione interna), Milano
- Adelman M. (1993), *The Economics of Petroleum Supply*, The Mit Press, Cambridge, Mass.
- Adelman M. (1995), *Genie Out of the Bottle. World Oil since 1970*, The Mit Press, Cambridge, Mass.
- Adelman M. (2007), «Condizioni di base della produzione di petrolio e funzioni di costo di breve e lungo periodo», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 75 ss.
- Agnoli A., Pireddu G. (2008), *Il prezzo da pagare*, Baldini Castoldi Dalai, Milano
- Ahlbrandt T. (2006), *Global Petroleum Reserves, Resources and Forecasts*, in R.E. Mabro, *Oil in the 21st Century. Issues, Challenges, Opportunities*, Oxford University Press, Oxford, pp. 128 ss.
- Akins J. (1973), *The Oil Crisis. This Time the Wolf Is Here*, in «Foreign Affairs», aprile 1973, pp. 462 ss.
- Allen P., Allen J. (2004), *Basin Analysis. Principles and Applications*, Blackwell Publishing, Londra, II ed.
- Amuzegar J. (2001), *Managing the Oil Wealth*, I.B. Tauris & Co., Londra
- Bamberger R. (2006), *Strategic Petroleum Reserve*, Nova Science Publishers, Hauppauge, N.Y.
- Bardi U. (2003), *La fine del petrolio*, Editori Riuniti, Roma
- Bardi U. (2008), «Una cosa chiamata picco del petrolio», in G. Ruggieri, P. Raitano, *La vita dopo il petrolio*, Altraeconomia-Terre di mezzo, Milano, pp. 7 ss.
- Barnaba P. (1998), *Geologia degli idrocarburi*, Eni-Università di Milano, Milano
- Bernardini P. (2007), «La regolamentazione contrattuale in materia di ricerca e produzione di idrocarburi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 846 ss.
- Bishop W. (1971), *International Law*, Little, Brown & Co., Boston-Toronto
- Blair J. (1976), *The Control of Oil*, Vantage Books, New York
- Borgstrom R.F. (2009), *US LNG Imports in 2008 Signal Unexpected Role for Gas Markets*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 10
- Bp (2008), *Statistical Review of World Energy*
- Bradley R.L. (1996), *Oil, Gas & Government*, Bowman & Littlefield, Lanham, Mass.

## BIBLIOGRAFIA

- Brighenti G., Macini P. (2008), «Storia dell'upstream», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 525 ss.
- Campbell C. (2005), *Oil Crisis*, Multi-Science Publishing, Brentwood
- Campbell C. (2006), *Regular Conventional Oil Production to 2100 and Resource Based Production Forecast*, www.hubbertypeak.com
- Campbell C., Laherrère J. (1998), *The End of Cheap Oil*, in «Scientific America», vol. 278, n. 3, pp. 78 ss.
- Canali M. (2007), *Mussolini e il petrolio iracheno*, Einaudi, Torino
- Casertano S. (2009), *Sfida all'ultimo barile. Russia e Stati Uniti per il controllo dell'energia*, Brioschi editore, Milano
- Castellaneda C. (1999), *Invisible Fuel: Manufactured and Natural Gas in America, 1800-2000*, Twayne Publishers, New York
- Caster J. (1972), *Ohio Oil Co. V. Indiana. A Critical Chapter in The Growth of Petroleum Conservation Law*, in «Proceedings of The Oklahoma Academy of Science», vol. 52, pp. 134 ss.
- Caster J. (1975), *Champlin Refining Company V. Corporation Commission of The State of Oklahoma. A Case Study of Proration of Petroleum Production in Oklahoma*, in «Proceedings of The Oklahoma Academy of Science», vol. 55, pp. 84 ss.
- Chamberlain J. (1963), *The Enterprising Americans*, Harper & Row, New York
- Chevalier J., Aoun M. (2007), «La geopolitica dei Paesi esportatori di petrolio e gas», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 401 ss.
- Clarke D. (2007), *The Battle for Barrels*, Profile Books, Londra
- Cleveland C.J., Costanza R., Hall C.A.S., Kaufmann R. (1984), *Energy and the U.S. Economy. A Biophysical Perspective*, in «Science», vol. 25, n. 4665, pp. 890 ss.
- Clò A. (2000), *Economia e politica del petrolio*, Editrice Compositori, Bologna
- Clò A. (2007), «Gli attori e l'assetto dell'industria petrolifera dalle origini alle grandi crisi degli anni settanta», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 275 ss.
- Clò A. (2007), «Politiche petrolifere tra Stato e mercato», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 187 ss.
- Clò A. (2008), *Il rebus energetico*, Il Mulino, Bologna
- Clò A. (2008), «La geopolitica dell'energia: criticità, scenari, risposte», in S. Carrà, *Le fonti di energia*, Il Mulino, Bologna, pp. 257 ss.
- Coleman J. (1985), *Law and Power: The Sherman Antitrust Act and Its Enforcement in The Petroleum Industry*, in «Social Problems», vol. 32, pp. 264 ss.
- Colitti M. (1979), *Energia e sviluppo in Italia: la vicenda di Enrico Mattei*, De Donato, Bari
- Colitti M. (1982), *Riserve di petrolio. Realtà e miti*, Mondadori, Milano
- Corazza C. (2008), *La guerra del gas*, Il Sole 24 Ore, Milano
- Corm G. (2005), *Petrolio e rivoluzione*, Jaca Book, Milano
- Cushman B. (1998), *Rethinking The New Deal Court*, Oxford University Press, New York

## BIBLIOGRAFIA

- Dahl C. (2007), «Profilo storico. La domanda di petrolio e di prodotti petroliferi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 49 ss.
- Dasgupta P., Heal G. (1979), *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge University Press, Cambridge
- Deffeyes K. (2006), *Beyond Oil*, Hill & Wang, New York
- Di Giulio E. (2007), «Le externalità ambientali», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 225 ss.
- Dixon D. (1967), *The Growth of Competition among the Standard Oil Companies in the United States, 1911-1961*, in «Business History», vol. 9, pp. 1 ss.
- Eia (2008), *International Energy Outlook*, Energy Information Agency-Department of Energy, Washington D.C.
- Eia (2009), *Annual Energy Outlook*, Energy Information Agency-Department of Energy, Washington D.C.
- Eia (2009), *Short Term Energy Outlook-STE0*, Energy Information Agency-Department of Energy, Washington D.C.
- Ehrlich P., Holdren J. (1972), *Impact of Population Growth*, in «Science», vol. 171, pp. 1212-1217
- El Kosheri A. (2007), «Arbitrato internazionale e contratti petroliferi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 879 ss.
- Eni (2008), *O&G. World Oil and Gas Review*
- Exxon (2008), *The Outlook for Energy. A View to 2030*
- Fanning L.M. (1945), «The American Oil Industry», in Id., *Our Oil Resources*, McGraw-Hill, New York, pp. 281 ss.
- Foss M. (2007), *United States Natural Gas Prices to 2015*, Oxford Institute for Energy Studies, Oxford, NG 18
- Frankel P. (1969), *The Essentials of Petroleum*, Augustus M. Kelley Publishers, New York
- Gattei F. (2007), *Sogno di una notte di mezza estate: la crisi del mercato inglese*, in «Energia», n. I, pp. 76 ss.
- Georgescu-Roegen N. (1971), *Entropy Law and The Economic Process*, Harvard University Press, Cambridge, Mass.
- Ghanem S. (1986), *Opec: The Rise and Fall of an Exclusive Club*, Kegan Paul, Londra
- Giavarini C. (2006), «Strutture e schemi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. II, I.E.I., Roma, pp. 3-24
- Gilbert M. (1998), *La grande storia della prima guerra mondiale*, Mondadori, Milano
- Girelli A. (2008), «Un secolo di downstream», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. V, I.E.I., Roma, pp. 549-563
- Gold T. (1993), *The Origin of Methane (and Oil) in the Crust of the Earth*, Usgs, Washington D.C.
- Goodstein D. (2008), *Il mondo in riserva*, Ube, Milano
- Gordon R. (2009), *Hicks, Hayek, Hotelling, Hubert, and Hysteria or Energy, Exhaustible Resources*, Ube, Milano

## BIBLIOGRAFIA

- tion, *Environmentalism, and Etatism in the 21st Century*, in «The Energy Journal», vol. 30, n. 2, pp. 1 ss.
- Gould A. (2006), «Technologies to Extend Oil Production», in R.E. Mabro, *Oil in the 21st Century. Issues, Challenges, Opportunities*, Oxford University Press, Oxford, pp. 178 ss.
- Gowdy J., Roxana J. (2005), rev. 2006, *Technology and Petroleum Exhaustion: Evidence from Two Mega Oilfields*, Rensselaer, Working Papers in Economics, n. 512
- Grant R. (2007), «Le strategie delle compagnie petrolifere dal 1970 ad oggi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 301 ss.
- Harper J. (1995), [www.oil150.com/essays/2007/02/samual-kier](http://www.oil150.com/essays/2007/02/samual-kier)
- Heinberg R. (2008), *Senza petrolio*, Fazi Editore, Roma
- Hirsch R. (2005), *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, & Risk Management*, [www.netl.doc.gov/publications/others/pdf/Oil\\_Peaking\\_NETL.pdf](http://www.netl.doc.gov/publications/others/pdf/Oil_Peaking_NETL.pdf)
- Holman E. (1945), «American Oil Companies in Foreign Petroleum Operations», in L.M. Fanning, *Our Oil Resources*, McGraw-Hill, New York, pp. 11-52
- Hotelling H. (1931), *The Economics of Exhaustible Resources*, in «The Journal of Political Economy», vol. 39, pp. 137 ss.
- Hubbert K. (1982), «Techniques of Prediction as Applied to the Production of Oil and Gas», in S.E. Gass, *Oil and Gas Supply Modeling*, National Bureau of Standards, Washington D.C., Special Publication, n. 631, pp. 16 ss.
- Iea (2008), *World Energy Outlook 2008*, Oecd-Iea
- Jahn F., Cook M., Graham M. (2007), *Hydrocarbon Exploration and Production*, Elsevier, Amsterdam
- Jarrell J. (2005), *Another Day in the Desert: A Response to the Book. «Twilight in the Desert»*, in «Geopolitics of Energy», vol. 27, n. 10, pp. 2 ss.
- Jensen J. (2007), «Il commercio internazionale e l'industria del GNL», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 155 ss.
- Jevons W. (1865), *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal Mines*, Macmillan, Londra
- Jones D. (2007), «Gli effetti macroeconomici degli shock petroliferi», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 43-48
- Juhász A. (2008), *The Tyranny of Oil. The World's Most Powerful Industry and What We Must Do to Stop It*, William Morrow-Harper Collins, New York
- Kaufman B. (1978), *The Oil Cartel Case. A Documentary Study of Antitrust Activity in the Cold War Era*, Greenwood Press, Westport, CT
- Kintner E. (1973), *An Antitrust Primer*, Macmillan, New York
- Leggett J. (2006), *Fine Corsa*, Einaudi, Torino
- Lomborg B. (2003), *L'ambientalista scettico*, Mondadori, Milano
- Lynch M. (2003), *Petroleum Resources Pessimism Debunked in Hubbert Model and Hubbert Modelers Assessment*, in «Oil & Gas Journal», vol. 101, n. 27
- Lynch M. (2007), *Petrolio: uno sguardo al picco*, IBL Occasional Paper, n. 48, Istituto Bruno Leoni, Torino

## BIBLIOGRAFIA

- MacMillan M. (2006), *Parigi 1919*, Mondadori, Milano
- Malavis N. (1996), *Bless the Pure and Humble*, Texas A&M University Press, College Station, TX
- Marcel V. (2006), *Oil Titans. National Oil Companies in the Middle East*, Chatham House, Londra
- Matsumura S. (1972), «Participation Policy» of the Producing Countries in the International Oil Industry, in «The Developing Economies», vol. 10, n. 1, pp. 30-44
- Maugeri L. (2001), *Petrolio*, Sperling & Kupfer, Milano
- Maugeri L. (2006), *L'era del petrolio*, Feltrinelli, Milano
- Maugeri L. (2008), *Con tutta l'energia possibile*, Sperling & Kupfer, Milano
- McBeth B. (2002), *Juan Vicente Gomez and the Oil Companies in Venezuela, 1908-1935*, Cambridge University Press, Cambridge
- Mills R. (2008), *The Myth of the Oil Crisis*, Praeger, Westport, CT
- Muller-Kraenner S. (2008), *Energy Security. Re-Measuring the World*, Earthscan, Londra
- Nicolazzi M. (2006), *A colloquio con Monsieur Le Gas*, in «Limes», n. 1, pp. 43 ss.
- Nicolazzi M. (2006), *Cucinare con Gazprom*, in «Limes», n. 6, pp. 137 ss.
- Nicolazzi M. (2007), *E poi non rimase più nessuno*, in «Limes», n. 6, pp. 49 ss.
- Noreng O. (1980), *The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea*, Croom Helm, Londra
- Noreng O. (2006), *Crude Power. Politics and The Oil Market*, I.B. Tauris & Co, Londra
- Norman E. (1922), *The Romance of the Gas Industry*, A.C. Mc Clung, Chicago
- Norton P. (1991), *A Law of the Future or a Law of the Past? Modern Tribunals and the International Law of Expropriation*, in «American Journal of International Law», vol. 85, pp. 474 ss.
- Odell P. (2004), *Why Carbon Fuels Will Dominate the 21st Century Global Energy Economy*, Multi-Science Publishing Company, Brentwood
- Odell P. (2007), «Riserve e risorse», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 23 ss.
- Oreskes N. (2003), *Plate Tectonics. An Insider's History of the Modern Theory of the Earth*, Westview Press, Boulder, Col.
- Osterfeld D. (2007), *Voluntary and Coercive Cartels: The Case of Oil*, [www.thefreemanonline.org/columns/voluntary-and-coercive-cartels-the-case-of-oil/](http://www.thefreemanonline.org/columns/voluntary-and-coercive-cartels-the-case-of-oil/)
- Painter D. (1986), *Oil and the American Century. The Political Economy of U.S. Foreign Oil Policy*, Johns Hopkins University Press, Baltimora
- Piglia A. (2006), *Petrolio, ieri e oggi. E domani?*, Fabiano editore, Canelli
- Piglia A. (2009), *Le nuove frontiere del gas*, Fabiano editore, Canelli
- Pireddu G. (2009), *Economia dell'energia. I fondamenti*, Biblioteca della Scienza-Università degli Studi di Pavia, Pavia
- Pozzi D. (2009), *Dai gatti selvaggi al cane a sei zampe. Tecnologia, conoscenza e organizzazione nell'Agip e nell'Eni di Enrico Mattei*, Marsilio, Venezia
- Pratt W. (1936), *The Basis of Proration in Texas*, in «Aapg Bulletin», vol. 23, pp. 2 ss.

## BIBLIOGRAFIA

- Pratt W. (1945), «The Earth's Petroleum Resources», in L.M. Fanning, *Our Oil Resources*, McGraw-Hill, New York, pp. 112 ss.
- Quadrio Curzio A., Pellizzari F., Zoboli R. (2007), «La teoria economica delle risorse naturali esauribili», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 3 ss.
- Ranci Ortigosa P. (2008), «Il ruolo della regolazione», in S. Carrà, *Le fonti di energia*, Il Mulino, Bologna, pp. 69 ss.
- Randall S.G. (2005), *United States Foreign Oil Policy Since World War I*, McGill-Queen's University Press, Montreal
- Rifkin J. (2002), *Economia all'idrogeno*, Mondadori, Milano
- Roberts P. (2005), *Dopo il petrolio. Sull'orlo di un mondo pericoloso*, Einaudi, Torino
- Romano U. (2008), «L'energia di origine fossile», in S. Carrà, *Le fonti di energia*, Il Mulino, Bologna, pp. 91 ss.
- Ruddiman W. (2007), *L'aratro, la peste, il petrolio. L'impatto umano sul clima*, Ube, Milano
- Ruffolo G. (2008), *Il capitalismo ha i secoli contati*, Einaudi, Torino
- Rutledge I. (2005), *Addicted to Oil. America's Relentless Drive for Energy Security*, I.B. Tauris & Co., Londra
- Sachs J.D., Warner A.M. (2001), «The Curse of Natural Resources», in «European Economic Review», vol. 45, pp. 827-838
- Sagers M. (2003), «The Russian Energy Sector. Current Conditions and Long-Term Outlook», in P. Hardt, *Russia Uncertain Economic Future*, M.E. Sharpe, Armonk, N.Y., pp. 213 ss.
- Sampson A. (1988), *The Seven Sisters. The Great Oil Companies and The World They Made*, Coronet Books-Hodden & Stoughton, Londra
- Sandrea I., Sandra R. (2007), *Global Oil Reserves-1*, in «Oil & Gas Journal», vol. 105, n. 41
- Sandrea I., Sandra R. (2007), *Global Oil Reserves-2*, in «Oil & Gas Journal», vol. 105, n. 42
- Sapelli G. (2008), *La crisi economica mondiale*, Bollati Boringhieri, Torino
- Sartori G., Mazzoleni G. (2004), *La terra scoppia. Sovrappopolazione e sviluppo*, Rizzoli, Milano
- Schmitt C. (1991), *Il nomos della terra*, Adelphi, Milano
- Schumpeter J. (2001), *Capitalismo, socialismo e democrazia*, Etas, Milano
- Shafik T. (2005), *Iraq Oil-1: Production Now a Fraction of Potential*, in «Oil & Gas Journal», vol. 103, n. 33
- Shafik T. (2009), *Iraq's E&D Future-1: Iraq's Oil Prospects Face Political Impediments*, in «Oil & Gas Journal», vol. 107, n. 3
- Silverman S. (1978), «Geochemistry and Origin of Natural Heavy Oil Deposits», in G.V. Chilingarian, T.F. Yen Elsevier, *Bitumen, Asphalts and Tar Sands*, Elsevier Science Ltd., Oxford, pp. 17 ss.
- Simmons M. (2005), *Twilight in The Desert. The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy*, John Wiley & Sons, Hoboken, N.J.

## BIBLIOGRAFIA

- Simon J.L. (1996), *The Ultimate Resource 2*, Princeton University Press, Princeton
- Skeet I. (1991), *OPEC: Twenty-Five Years of Prices and Politics*, Cambridge University Press, Cambridge
- Smil V. (2000), *Storia dell'energia*, Il Mulino, Bologna
- Smil V. (2005), *Energy at the Crossroads*, The Mit Press, Cambridge, Mass.
- Smil V. (2008), *Energy in Nature and Society*, The Mit Press, Cambridge, Mass.
- Smil V. (2008), *Oil. A Beginner's Guide*, Oneworld Publications, Oxford
- Stagnaro C. (2007), *La sicurezza energetica*, Rubbettino-Leonardo Facco, Soveria Mannelli-Treviglio
- Stagnaro C. (2009), *Il mercato del gas naturale*, Rubbettino-Leonardo Facco, Soveria Mannelli-Treviglio
- Stagnaro C. (2009), *L'ultima risorsa. Simul stabunt, simul cadent*, in «Aspenia», n. 44, pp. 55 ss.
- Stern N. (2009), *Un piano per salvare il pianeta*, Feltrinelli, Milano
- Stevens P. (2008), *National Oil Companies and International Oil Companies in the Middle East. Under the Shadow of Government and the Resource Nationalism Cycle*, in «The Journal of World Energy Law & Business», vol. 1, n. 1, pp. 5 ss.
- Stiglitz J., Bilmes L. (2009), *La guerra da 3000 miliardi di dollari*, Einaudi, Torino
- Taleb N.N. (2008), *Il Cigno nero*, Il Saggiatore, Milano
- Tarbell I. (2003), *The History of the Standard Oil Company. Briefer Version*, Dover Publications, Mineola, N.Y.
- Tertzakian P. (2007), *A Thousand Barrels a Second*, McGraw-Hill, New York
- Ugolini G. (1924), *Il petrolio e noi*, Luiss University Press, Roma 2004 (ristampa anastatica)
- Varvelli R. (2007), *Petrolio e dopo?*, Etas, Milano
- Varvelli R. (2008), *Le energie del futuro*, Etas, Milano
- Varvelli R. (2009), *Risparmiare energia*, Etas, Milano
- Verleger P.H. jr. (1994), *Adjusting to Volatile Energy Prices*, Institute for International Economics, Washington D.C.
- Verleger P.H. jr. (2007), «Strutture del mercato e politiche dei prezzi nell'industria del petrolio e del gas. Il caso del petrolio», in Aa.Vv., *Enciclopedia degli idrocarburi*, vol. IV, I.E.I., Roma, pp. 239 ss.
- Verleger P.H. jr. (2008), *\$ 200 Oil!*, in «The International Economy», 22 giugno 2008, pp. 12 ss.
- Victor D., Jaffe A., Hayes M. (2008), *Natural Gas and Geopolitics from 1970 to 2040*, Cambridge University Press, Cambridge
- Vietor R. (1987), *Energy Policy in America since 1945*, Cambridge University Press, Cambridge
- Wec, World Energy Council (2007), *Survey of Energy Resources*
- Yergin D. (1996), *Il Premio. L'epica storia della corsa al petrolio*, Sperling & Kupfer, Milano

## Sommario

- 7 **Il Grande viaggio**
- 7 Il profugo
- 10 Biogenico e abiogenico
  
- 11 **Tra mercato e invenzione**
- 11 Diventare importanti
- 13 Mercato e invenzioni
- 17 Le tecnologie del petrolio
- 21 Il carburante della crescita
  
- 23 **Il secolo americano**
- 23 Navi e tassi
- 26 Il petrolio americano
- 29 Da Versailles al Medio Oriente
- 34 La guerra
- 36 Il mercato che si allarga
  
- 40 **Essere Produttori**
- 40 Gli inizi
- 42 Tra reddito e sovranità
- 45 Le nazionalizzazioni
- 47 Crisi e guerre
  
- 51 **L'equilibrio dei bisogni**
- 51 Adattarsi
- 54 Opec e mercato
- 57 Equilibrio e guerre
- 59 Rendita
- 63 Interdipendenza
  
- 66 **Tra antitrust e regolazione**
- 66 Il ciclo petrolifero
- 68 Trust e antitrust

SOMMARIO

71	Waste
73	Regolazione
76	<b>Oil Companies</b>
76	Protezionismo. Independents
83	Cartello. Majors
89	Mercato. Ioc's
94	Monopolio. Noc's
97	Collaborazione. Noc's e Ioc's
102	<b>The Carbon Brothers</b>
102	Il fratello non voluto
105	Specializzarsi
108	Il legame
112	La separazione
115	Diversità
120	<b>Il petrolio che cambia</b>
120	Riserve e risorse
124	Trasformare risorse
128	Quel che resta
133	Unconventional
140	<b>Il petrolio che finisce</b>
140	Produzione
143	Time to market
146	Hotelling. Hubbert
151	Sostituti
156	<b>Inizio secolo</b>
156	Guerra
158	I prezzi
167	Supply Side
173	La domanda
181	Sicurezza
187	<b>Appunti per dopo</b>
187	Passato e presente
191	L'universale e la nicchia
194	Petrolio e altro
197	<b>Note</b>
229	<b>Bibliografia</b>
238	

