

# Emirati Arabi Uniti

## 12.10.1 Introduzione

Gli Emirati Arabi Uniti (EAU) sono da lungo tempo uno dei maggiori produttori di petrolio del mondo, in un'area d'importanza cruciale come il Golfo Persico. Gli EAU fanno parte sia dell'Organizzazione dei Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries) – Abu Dhabi divenne membro dell'organizzazione nel 1967 e la Federazione ne entrò a far parte nel 1974 – sia, dal 1970, dell'Organizzazione dei Paesi Arabi Esportatori di Petrolio (OAPEC, Organization of Arab Petroleum Exporting Countries). Possiedono vaste riserve di olio e di gas e possono contare su una capacità produttiva di tutto rispetto. In effetti, il petrolio rappresenta la pietra angolare della loro economia.

Esso fu scoperto per la prima volta nell'Emirato di Abu Dhabi nel 1958. La produzione iniziò nel 1962 dalle aree marine e si estese l'anno successivo ai giacimenti sulla terraferma. Il settore petrolifero si sviluppò con estrema rapidità: Abu Dhabi cominciò a esportare greggio nel 1963 e divenne ben presto uno dei principali esportatori di petrolio del mondo. A Dubai, la scoperta di petrolio in quantità commercialmente apprezzabili avvenne nel 1966 e la prima petroliera diretta all'estero salpò nel 1969. Nel 1972 furono scoperti i giacimenti di Sharjah, che iniziò a esportare nel 1974. Seguì infine la scoperta e lo sfruttamento delle risorse petrolifere dell'Emirato di Ràs Al Khaymah, nel 1983. Dei sette Emirati che formano la Federazione, Abu Dhabi è quello che produce più petrolio e che possiede le maggiori riserve di idrocarburi (oltre il 90% delle riserve stimate di olio e di gas della Federazione, valutate a 92,26 miliardi di barili, contro 4 miliardi di Dubai, 1,5 miliardi di Sharjah e 0,1 miliardi di Ràs Al Khaymah).

Gli EAU non si sono dotati di una politica petrolifera federale unitaria, né di una legislazione petrolifera

federale che stabilisca in anticipo le condizioni che regolano il rilascio dei permessi di esplorazione e sviluppo.

La Costituzione degli EAU affida alcune materie, tra cui gli affari petroliferi, alla competenza dei singoli Emirati membri. Ciascun Emirato produttore di petrolio ha il proprio Ministero del Petrolio, tra cui spicca per importanza quello di Abu Dhabi. A questo proposito, occorre aggiungere che, a partire dal 1988, in quest'ultimo Emirato il Ministero del Petrolio è stato sostituito dal Supremo Consiglio del Petrolio (SPC, Supreme Petroleum Council) dell'Emirato di Abu Dhabi. Questi organismi si occupano tra l'altro del rilascio dei permessi di esplorazione e delle concessioni petrolifere, della conclusione di accordi con le compagnie, della definizione della politica petrolifera di ciascun Emirato e dello svolgimento delle altre funzioni pubbliche nel campo petrolifero.

Data la particolare posizione di Abu Dhabi, l'Emirato che vanta le maggiori riserve di petrolio e la più lunga storia di rapporti con le compagnie petrolifere straniere, è preferibile concentrarsi sul quadro legislativo che regola lo sviluppo delle risorse petrolifere in questo Stato, in quanto rappresentativo dell'intera Federazione.

## 12.10.2 Sovranità sulle risorse petrolifere

Nel periodo postbellico, gli sforzi congiunti dei paesi in via di sviluppo portarono al varo di una serie di Risoluzioni delle Nazioni Unite relative alla questione della *sovranità permanente* sulle risorse naturali delle nazioni. Nella prima Risoluzione, approvata nel 1952, si consigliava ai paesi ospiti di esercitare la propria sovranità permanente per assicurarsi i massimi vantaggi dall'esplorazione delle risorse naturali, accelerando il processo di acquisizione del pieno controllo delle fasi di produzione, gestione e commercializzazione.

Armati di questa nuova carta dei diritti economici, avallata dal più alto forum internazionale, i paesi medio-orientali produttori di petrolio intensificarono gli sforzi per migliorare i termini e le condizioni degli accordi di concessione esistenti, alla luce dei dettami della dottrina della sovranità permanente.

L'accordo di *joint venture* rappresentò il tentativo di giungere a un compromesso tra l'esigenza di mantenere la sovranità permanente di una nazione sulle proprie risorse naturali e la necessità di sviluppare tali risorse nel modo più efficace. Tale formula venne introdotta per la prima volta in Medio Oriente nel 1957, quando la compagnia petrolifera di Stato italiana, l'ENI (oggi Eni), guidata dallo scomparso Enrico Mattei, concluse due accordi di questo tipo con l'Egitto e l'Iran.

Abu Dhabi non adottò questa forma di accordo, ma seguì la strada del miglioramento delle condizioni dei due principali accordi di concessione petrolifera già esistenti – con ADPC (Abu Dhabi Petroleum Company), per i campi sulla terraferma, e con ADMA (Abu Dhabi Marine Areas), per le aree marine – cercando allo stesso tempo di concludere nuovi accordi di concessione modernizzati, con termini e condizioni più favorevoli, nelle aree ancora disponibili. Una prima serie di accordi di concessione di nuovo tipo fu conclusa negli anni 1967-71. Una seconda serie di accordi, ulteriormente perfezionati, fu portata a termine nel periodo 1980-81.

Verso la fine del 1972, la scena petrolifera medio-orientale fu radicalmente trasformata dall'introduzione di un nuovo concetto: la *partecipazione* dei paesi ospiti alle concessioni petrolifere esistenti. Nel dicembre del 1972, i Governi di diversi paesi produttori della regione (più esattamente, Arabia Saudita, Abu Dhabi, Qatar e Kuwait) conclusero un accordo generale sulla partecipazione con i titolari delle concessioni petrolifere nei diversi paesi. La quota di partecipazione spettante allo Stato, stabilita inizialmente al 25%, fu portata al 60% nel 1974, grazie alle pressioni esercitate dai Governi interessati sulle compagnie petrolifere. Nel caso di Abu Dhabi, nel settembre del 1974 il Governo raggiunse un accordo con entrambi i principali concessionari, ADPC per la terraferma e ADMA per le aree marine, per elevare la quota di partecipazione pubblica al 60%.

L'Accordo di partecipazione del 1974 era un breve documento dove si stabilivano i principi generali della materia, lasciando a un successivo accordo attuativo il compito di definire i dettagli delle condizioni e delle procedure. L'Emirato di Abu Dhabi concluse due accordi attuativi: il primo, nel 1977, con ADMA e l'altro, nel 1978, con ADPC. Più avanti sarà fornita una breve descrizione degli accordi attuativi di partecipazione conclusi tra Abu Dhabi e le compagnie concessionarie.

Attraverso questi accordi e queste intese, il Governo di Abu Dhabi ritiene di aver riaffermato la propria sovranità sulle risorse petrolifere del paese e di aver raggiunto

i suoi principali obiettivi: esercitare un efficace controllo della fase produttiva (i livelli e i limiti della produzione sono stabiliti da una decisione unilaterale del Governo e i prezzi del greggio vengono fissati sulla base delle risoluzioni dell'OPEC); partecipare attivamente al processo decisionale; fornire ai propri cittadini la possibilità di accumulare esperienza e professionalità, assicurandosi al tempo stesso il contributo di partner stranieri ricchi di know how e di competenza.

### 12.10.3 La proprietà e la titolarità delle risorse petrolifere sotterranee

Le risorse petrolifere sotterranee, così come altre risorse naturali, appartengono allo Stato: l'art. 23 della Costituzione degli Emirati Arabi Uniti stabilisce che «le risorse e le ricchezze naturali presenti in ciascun Emirato saranno considerate patrimonio pubblico di quell'Emirato. L'Autorità Pubblica sarà responsabile della protezione e del corretto sfruttamento di tali risorse e ricchezze naturali, a vantaggio dell'economia nazionale».

L'art. 1206 del Codice civile degli EAU afferma: «I minerali scoperti nel sottosuolo sono proprietà dello Stato, anche se il terreno in cui si trovano appartiene a privati».

Occorre notare che, secondo la maggioranza delle scuole islamiche, la proprietà delle risorse naturali spetta allo Stato, che rilascia le concessioni agli investitori in cambio di vari tipi di pagamento. Secondo la dottrina islamica, un individuo possiede solo ciò che ha prodotto o sviluppato con la propria attività (El Malik, 1993). Nel 20° secolo, la maggior parte dei paesi islamici si è mossa in questa direzione (Arabia Saudita, Kuwait, Iraq, EAU, Egitto, ecc.). Anche altri Stati mediorientali, oltre a quelli già citati, hanno aderito alla dottrina della proprietà pubblica delle risorse minerarie. L'art. 1 del Codice minerario dell'Arabia Saudita formula chiaramente tale principio: «Tutti i depositi naturali di minerali, in qualsiasi forma o combinazione, sia in superficie sia nel sottosuolo, appartengono esclusivamente allo Stato. Questo vale sia per la terraferma sia per il fondo marino, piattaforma continentale compresa».

### 12.10.4 La struttura dei regolamenti petroliferi e le condizioni operative

A causa delle peculiarità del quadro giuridico che regola lo sviluppo delle risorse petrolifere nell'Emirato di Abu Dhabi, la struttura dei regolamenti petroliferi e le condizioni operative non possono essere trattate separatamente.

Nell'Emirato di Abu Dhabi non esiste una legislazione petrolifera completa che stabilisca in anticipo i termini e le condizioni che regolano l'assegnazione dei permessi di esplorazione e sviluppo delle risorse di idrocarburi. Tuttavia, alcuni aspetti dell'industria petrolifera sono disciplinati da norme specifiche. A tale proposito, si possono citare tre atti che interessano il settore petrolifero: il Decreto sull'imposta sul reddito del 1965 e successivi emendamenti; la legge n. 8/1978 sulla Conservazione delle risorse petrolifere; la legge n. 4/1976 sulla Proprietà del gas dell'Emirato di Abu Dhabi.

Il quadro giuridico che regola lo sviluppo delle risorse petrolifere è pertanto determinato dai termini e dalle condizioni dei singoli accordi conclusi di volta in volta tra il Governo e le diverse compagnie petrolifere straniere. Lo sviluppo di tali accordi ha attraversato diversi stadi, a partire dalle prime concessioni di vecchio tipo.

Le pagine successive saranno dedicate a un'ampia panoramica degli accordi petroliferi nell'Emirato di Abu Dhabi e a una descrizione delle tappe principali della loro evoluzione.

### **I primi accordi di concessione e la loro successiva evoluzione**

Nell'Emirato di Abu Dhabi, come in altri paesi produttori di petrolio del Medio Oriente, lo sviluppo delle risorse petrolifere fu regolato dagli accordi di vecchio tipo dall'epoca delle prime scoperte fino all'inizio degli anni Settanta del secolo scorso, quando furono conclusi i primi accordi di partecipazione. Gli elementi comuni fondamentali che caratterizzavano i vecchi accordi di concessione sono ben noti.

Il primo accordo di concessione petrolifera di Abu Dhabi, raggiunto tra il Sovrano di Abu Dhabi e la Trucial Coast Petroleum Development Company, appartenente agli azionisti di Iraq Petroleum Company (IPC), fu sottoscritto nel gennaio del 1939. Nel 1962, la società cambiò nome e divenne Abu Dhabi Petroleum Company (ADPC). La concessione aveva una durata di 75 anni e copriva l'intero territorio di Abu Dhabi, compreso il fondo marino. In seguito a una serie di esplorazioni preliminari effettuate dopo la Seconda Guerra Mondiale, la società rinunciò alle aree del fondo marino, conservando solo quelle sulla terraferma. La produzione di petrolio ebbe inizio nel 1963.

La seconda concessione fu quella rilasciata nel 1953 ad Abu Dhabi Marine Areas (ADMA) e riguardava tutte le aree marine dell'Emirato per una durata di 65 anni. La produzione di petrolio ebbe inizio nel 1962.

L'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse petrolifere continuarono così a essere regolati dalle condizioni fissate da questi due grandi accordi di concessione fino all'avvento, nei primi anni Settanta, dell'era della partecipazione, che segnò, come si è detto, la fine del ben noto modello di accordo adottato per le prime concessioni.

L'evoluzione di queste concessioni seguì inoltre un percorso simile. Nel 1966, il Governo di Abu Dhabi e i due concessionari si accordarono per sostituire la royalty fissa, di tre rupie a tonnellata, con una royalty del 12,5%. Inoltre, le due società accettarono di adeguarsi alla Legge sull'imposta sul reddito del 1965 e di pagare l'imposta sul reddito con un'aliquota del 50%, portata al 55% nel 1971. Questo progressivo aggiustamento dei termini finanziari degli accordi durò fino al 1974, quando fu applicata la formula OPEC.

### **Gli accordi di concessione tra il 1967 e il 1981**

Il Governo di Abu Dhabi, come quelli degli altri Stati petroliferi del Medio Oriente, oltre a servirsi di tutti i mezzi a sua disposizione per migliorare i termini dei vecchi accordi di concessione, approfittando di ogni occasione favorevole per sollecitarne la revisione, puntava al tempo stesso a concludere nuovi accordi, con termini e condizioni migliorati, per il rilascio di concessioni relative alle aree abbandonate dai due concessionari maggiori.

A partire dal 1967, il Governo di Abu Dhabi concluse un certo numero di nuovi accordi che, pur conservando la forma legale del sistema della concessione, contenevano tuttavia termini e condizioni più favorevoli. Una prima serie di tali accordi perfezionati fu conclusa negli anni 1967-71. Una seconda serie, con ulteriori miglioramenti, fu conclusa invece tra il 1980 e il 1981. A partire dalla fine del 1980 il Governo di Abu Dhabi rilasciò numerose nuove concessioni a compagnie straniere. Di tali concessioni, sei furono rilasciate tra il 1980 e il 1981.

Queste nuove concessioni meritano di essere esaminate con particolare attenzione, in quanto rappresentano il modello più aggiornato di accordo petrolifero concluso dal Governo di Abu Dhabi. Occorre notare che, dopo quelle del periodo 1980-81, il Governo di Abu Dhabi non ha rilasciato altre concessioni. Questi accordi seguono un prototipo unico contenente termini e condizioni di base standardizzati e rientrano a pieno titolo tra quelli che gli esperti petroliferi chiamano *accordi di concessione modernizzati*. L'Accordo Deminex, concluso il 3 maggio 1981, è un tipico esempio del modello più recente di accordo di concessione adottato dal Governo di Abu Dhabi.

L'Accordo avrà termine dopo un periodo di trentacinque anni, a partire dalla data della sua entrata in vigore (art. 4).

L'art. 3, intitolato *Proprietà del gas naturale*, stabilisce che «tutto il gas naturale scoperto o prodotto nell'area della concessione, associato al greggio o indipendente da esso, sarà soggetto alle condizioni della legge n. 4/1976». La legge n. 4/1976 sancisce il diritto esclusivo di proprietà dell'Emirato di Abu Dhabi su tutto il gas, associato o no, presente sul suo territorio.

L'art. 6 indica gli obblighi di lavoro del concessionario e specifica le somme minime che dovranno essere spese ogni anno per le operazioni di perforazione e di sviluppo durante i primi otto anni, con un aumento graduale degli importi da 2,5 milioni di dollari nel primo anno, a 8 milioni nell'ottavo.

L'art. 10 regola il pagamento dei bonus: un bonus iniziale di 2 milioni di dollari, altri 2 milioni dopo la scoperta di un giacimento commercialmente apprezzabile, 5 milioni nel momento in cui le esportazioni regolari di greggio hanno raggiunto una media di 100.000 barili al giorno e 10 milioni al raggiungimento dei 200.000 barili al giorno.

L'art. 11 stabilisce i canoni annuali, mentre l'art. 12 regola il rilascio delle aree. La compagnia è tenuta a restituire al Governo non meno del 25% della parte non produttiva dell'area della concessione entro tre anni dalla data di entrata in vigore dell'accordo, un altro 25% entro cinque anni e un ulteriore 25% entro otto anni.

L'art. 13 riguarda il pagamento delle royalty, adottando il concetto di royalty progressiva o a scaglioni: la compagnia dovrà pagare allo Stato una royalty (da versare interamente) pari al 12,5% del prezzo tabellare del greggio prodotto ogni anno. Se il livello della produzione raggiungerà entro l'anno solare una media di 100.000 barili al giorno, la compagnia dovrà pagare una royalty del 16%. La royalty salirà al 20% se la produzione raggiungerà un livello medio di 200.000 barili al giorno.

L'art. 17 riguarda la tassazione, basata sul principio dell'imposta progressiva sul reddito, e stabilisce il pagamento da parte della compagnia di un'imposta di base sul reddito del 55%. Tuttavia, se nel corso di un anno solare la produzione di greggio raggiungerà un livello medio di 100.000 barili al giorno, la compagnia dovrà pagare un'imposta sul reddito del 65%. Se la produzione raggiungerà un livello medio di 200.000 barili al giorno, la compagnia pagherà un'aliquota dell'85%.

La valutazione dell'entità dell'imposta e il suo versamento sono soggetti alle disposizioni del Decreto sull'imposta sul reddito del 1965, e successivi emendamenti, integrato dalle disposizioni dell'art. 17 dell'Accordo.

Dopo aver determinato l'entità dell'imposta applicabile al concessionario, l'art. 18 dell'Accordo aggiunge che la compagnia non potrà essere obbligata al versamento di tasse, dazi, diritti o oneri diversi o superiori all'imposta sul reddito.

L'art. 35 riguarda l'arbitrato, per il quale è prevista una procedura di tipo internazionale, basata in linea generale sulle relative norme procedurali seguite dalla Corte Internazionale di Giustizia, indicando come quadro giuridico di riferimento «i principi giuridici normalmente riconosciuti dagli Stati civilizzati in generale, compresi quelli che sono stati applicati dai tribunali internazionali». L'art. 35 (*Arbitrato*) sarà oggetto di un esame più approfondito in seguito, quando sarà affrontato il tema della risoluzione delle controversie.

L'art. 38, intitolato *Migliori termini*, prevede una sorta di clausola di adattamento o di 'clausola della nazione più favorita'.

L'art. 44 stabilisce il diritto del Governo di acquisire, in qualsiasi momento successivo alla scoperta di petrolio in quantità commercialmente apprezzabili, una quota di partecipazione, fino a un massimo del 60%, a tutti i diritti e gli obblighi previsti dall'Accordo.

Queste sono le caratteristiche principali delle nuove concessioni rilasciate dal Governo di Abu Dhabi all'inizio degli anni Ottanta.

### **Il quadro giuridico per lo sviluppo delle risorse di gas**

I vecchi accordi di concessione conferivano ai concessionari operanti nell'area mediorientale diritti e privilegi spropositati. Le compagnie straniere ottenevano il diritto esclusivo di esplorare, sviluppare e disporre liberamente del petrolio, definizione che comprendeva tutti gli idrocarburi, sia liquidi sia gassosi. Di conseguenza, i paesi ospiti non potevano esercitare alcun controllo sull'utilizzo del gas prodotto unitamente al petrolio.

In presenza di tali condizioni, la scelta delle compagnie operanti nell'area mediorientale di bruciare in fiaccola il gas associato all'olio divenne ben presto, e rimase a lungo, una delle principali cause di attrito con i Governi dei paesi ospiti.

Per risolvere in maniera definitiva tale problema, il Governo di Abu Dhabi decise di promulgare una legge, la n. 4/1976, e di avviare alcuni progetti per lo sfruttamento economico delle proprie riserve di gas.

La legge n. 4/1976 stabilì che le risorse di gas, associato e non associato all'olio, presenti sul territorio di Abu Dhabi, appartengono in via esclusiva allo Stato, il quale, attraverso la Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), controlla totalmente le attività di sfruttamento del gas effettuate sul suo territorio.

ADNOC ha realizzato da allora importanti progetti per espandere l'estrazione, la lavorazione, la liquefazione e l'esportazione del gas.

Nel campo dello sviluppo delle risorse di gas, la politica seguita da ADNOC è stata sin dall'inizio mirata al recupero del gas associato, che non viene più bruciato, bensì utilizzato per produrre energia sul posto o trasformato in GNL (Gas Naturale Liquefatto) e GPL (Gas di Petrolio Liquefatti), destinati all'esportazione.

Nel campo della lavorazione del gas, ADNOC possiede e gestisce in modo autonomo alcuni impianti di trattamento, e ha dato vita, con alcune imprese straniere, a due *joint ventures* per la realizzazione di altri due impianti di grandi dimensioni. Il primo è l'Abu Dhabi Gas Liquefaction Company (ADGAS), per la liquefazione del gas estratto in mare, di cui ADNOC possedeva una quota del 51% fino al dicembre del 1997, quando la sua partecipazione salì al 70%. Le quote rimanenti

sono ripartite tra Mitsui Group, BP e Total. Il secondo impianto è l'Abu Dhabi Gas Industries (GASCO), per lo sfruttamento del gas associato prodotto sulla terraferma, di cui ADNOC detiene il 68%, CEP (Total) e Shell il 15% ciascuna, e PARTEX il 2%.

### **12.10.5 La partecipazione dello Stato attraverso una compagnia petrolifera pubblica o in altri modi**

Come è stato già ricordato, in seguito all'Accordo generale sulla partecipazione raggiunto nel dicembre del 1972 tra i Governi di alcuni paesi produttori della regione (tra cui Abu Dhabi) e le compagnie petrolifere operanti negli stessi, e ai due Accordi di partecipazione sottoscritti nel settembre del 1974 dal Governo di Abu Dhabi e dalle società titolari delle due principali concessioni (ADPC sulla terraferma e ADMA in mare), la partecipazione di Abu Dhabi alle concessioni esistenti salì al 60%.

Partecipazione: l'applicazione di questo interessante principio, che ha consentito il raggiungimento di duraturi accordi tra le parti, ha segnato un'epoca non solo per Abu Dhabi, ma anche per altri paesi produttori della regione, e continua a svolgere un ruolo centrale nell'industria petrolifera di Abu Dhabi. Data l'importanza della materia, può essere utile riassumere le principali caratteristiche degli accordi di partecipazione sottoscritti dal Governo di Abu Dhabi, prendendo a esempio gli Accordi ADMA.

ADNOC, agendo per conto del Governo, e gli azionisti di ADMA hanno il diritto di prelevare trimestralmente la propria quota di partecipazione del greggio disponibile (ovvero, il 60% ad ADNOC e il 40% agli altri azionisti di ADMA). Le parti hanno creato un Comitato Direttivo Congiunto, composto dai rappresentanti delle parti. Il Comitato è responsabile delle scelte relative alle principali questioni politiche legate alla gestione dell'impresa.

ADNOC controlla il 60% dei voti e le compagnie petrolifere il restante 40%; tuttavia, le decisioni del Comitato Direttivo devono essere approvate da una maggioranza del 75% degli aventi diritto al voto.

Le operazioni sono condotte per conto delle parti da una compagnia operativa (chiamata OPCO, OPERating COmpany), che deve essere costituita in Abu Dhabi e in base alle leggi di Abu Dhabi, e il cui capitale è ripartito tra ADNOC (60%) e gli azionisti di ADMA (40%).

La gestione di OPCO è affidata a un Consiglio di Amministrazione, composto da cinque membri; nel caso di ADMA-OPCO, due vengono nominati da ADNOC e gli altri tre da ognuno dei tre azionisti di ADMA. Il Presidente del Consiglio di Amministrazione e il Direttore Generale della società sono scelti tra i candidati proposti

da ADNOC. Le decisioni del Consiglio di Amministrazione sono prese con una maggioranza semplice di tre voti, compresi quelli dei due membri ADNOC.

Ciascun partecipante ha il diritto di ricevere la sua percentuale della produzione e di disporne liberamente, ed è responsabile del pagamento dell'imposta sul reddito e della royalty, relativi alla sua quota.

L'accordo di esecuzione è regolato dalle leggi di Abu Dhabi e qualunque controversia è risolta mediante una procedura arbitrale, che ha luogo nell'Emirato di Abu Dhabi, conformemente alle norme e ai regolamenti della CCI (Camera di Commercio Internazionale).

#### **La nascita della Abu Dhabi National Oil Company**

La Abu Dhabi National Oil Company fu creata verso la fine del 1971 (con la legge n. 7 del 27 novembre 1971), in un momento in cui l'entusiasmo per la partecipazione nei paesi produttori della regione era al suo apice.

Oggi ADNOC svolge una vasta e diversificata serie di attività, che riguardano quasi tutte le fasi dell'industria petrolifera: dalle operazioni di esplorazione, sviluppo e produzione di olio e di gas, al trattamento e alla raffinazione, alla distribuzione locale dei prodotti finiti, alla vendita all'estero di olio e di gas, al loro trasporto per nave, a una presenza sempre più marcata nel campo dei servizi petroliferi e in molti progetti industriali nel settore dell'olio e del gas.

La principale attività di ADNOC resta tuttavia ancora oggi la produzione di olio e di gas, che si può considerare la pietra angolare delle sue molteplici operazioni integrate. Ma quale è stata la via seguita da ADNOC per assicurarsi il controllo delle sue fonti di produzione di olio e di gas?

L'ingresso di ADNOC nel settore della produzione di olio e di gas avvenne inizialmente sulla base dell'accordo di partecipazione, che la portò ad acquisire, per conto dello Stato, una quota del 60% delle due principali imprese concessionarie operanti nel paese. Prima dell'entrata in produzione del campo petrolifero dell'Alto Zakum (di ADNOC) nel 1983, oltre il 90% della produzione petrolifera di Abu Dhabi proveniva dai campi gestiti da queste due compagnie. Altri canali che permisero ad ADNOC di inserirsi nel campo dell'esplorazione e della produzione di petrolio furono: lo sviluppo del campo dell'Alto Zakum, in cui l'azienda di Stato detiene l'88% dei diritti petroliferi; nel caso del gas naturale, il varo della legge n. 4/1976, che attribuiva allo Stato la proprietà di tutto il gas, associato e non associato all'olio, presente sul suo territorio; la decisione, presa nel 1979 dal Governo, di assegnare in esclusiva ad ADNOC alcune licenze di prospezione.

Come è stato già accennato, l'azienda di Stato comprese ben presto, sulla base di diverse ragioni e considerazioni, di non potersi limitare a operare nel campo della produzione di olio e di gas, ma di dover estendere la sua attività ad altri settori complementari.

ADNOC decise che alcune attività avrebbero potuto e dovuto essere svolte unicamente da essa stessa. Tali attività includono: la vendita dell'olio, dei prodotti raffinati e del gas, di sua proprietà; la distribuzione locale dei prodotti raffinati attraverso una società interamente controllata; la raffinazione, attraverso le sue due raffinerie indipendenti; il trasporto per nave, attraverso la Abu Dhabi National Tanker CO. (ADNATCO), un'altra società interamente controllata.

Per svolgere altre attività, ADNOC ritenne più conveniente cooperare con partner stranieri specializzati, attraverso apposite *joint ventures*. I settori interessati comprendono, da una parte, alcuni grandi progetti industriali (soprattutto nel campo del gas: ADGAS, GASCO, FERTIL) e, dall'altra, diverse organizzazioni di servizi petroliferi.

## 12.10.6 Il prezzo dell'olio e del gas

### Il prezzo dell'olio

Poiché i vecchi accordi di concessione prevedevano il pagamento di una royalty su ogni tonnellata di olio prodotta, a prescindere dal suo prezzo di mercato o dal profitto realizzato dalla compagnia, i Governi non avevano alcun motivo di occuparsi dei prezzi dell'olio. Negli anni 1950-51, alcuni paesi produttori del Medio Oriente (Arabia Saudita, Iraq e Kuwait) adottarono il principio della partecipazione agli utili. Il Governo di Abu Dhabi adottò lo stesso principio nel 1966. Quello stesso anno, i due concessionari accettarono di sostituire la royalty fissa di tre rupie per tonnellata con una royalty del 12,5% e di pagare un'imposta sul reddito, con un'aliquota del 50% calcolata sul prezzo tabellare. In base a questo principio, il prelievo dello Stato ospite non fu più rappresentato da una royalty fissa per unità di produzione o esportazione, bensì dal 50% degli utili netti della compagnia, calcolati sulla base dei prezzi tabellari. In seguito all'adozione di questi nuovi accordi, i paesi ospiti divennero direttamente interessati al prezzo tabellare, un prezzo di riferimento fiscale utilizzato per il calcolo degli utili delle compagnie, che non sempre rifletteva l'effettiva situazione dei mercati. All'epoca (e fino ai primi anni Settanta) erano le stesse compagnie a stabilire i prezzi tabellari del greggio, senza consultare in alcun modo i Governi dei paesi ospiti.

Nel febbraio del 1959, le compagnie petrolifere decisero, senza aver consultato in precedenza i Governi interessati, di tagliare i prezzi dell'olio mediorientale di circa 18 centesimi al barile. Malgrado il clamore suscitato da questa iniziativa nei paesi esportatori, nell'agosto dell'anno successivo le compagnie annunciarono un nuovo taglio dei prezzi, in media pari a circa 9 centesimi al barile.

Oggi si ammette generalmente che questi tagli unilaterali del prezzo dell'olio, attuati dalle maggiori compagnie,

siano stati la causa diretta della creazione dell'OPEC nel settembre del 1960. In altri termini, l'OPEC fu fondata per rispondere alla sfida lanciata dalle multinazionali del petrolio con la decisione di ridurre in modo arbitrario e unilaterale i prezzi tabellari del greggio, prima nel febbraio del 1959 e poi di nuovo nell'agosto del 1960. La questione del prezzo dell'olio fu alla base della creazione dell'OPEC nel 1960.

Tra gli scopi principali dell'OPEC vi è infatti quello di stabilizzare i prezzi dell'olio. L'art. 2B dello Statuto dell'OPEC recita: «L'Organizzazione individuerà i modi e i mezzi atti ad assicurare la stabilizzazione dei prezzi sui mercati internazionali, al fine di eliminare fluttuazioni dannose e non necessarie».

Il primo successo ottenuto dall'OPEC sul fronte dei prezzi fu il congelamento dei prezzi dell'olio ai livelli raggiunti dopo l'agosto del 1960. Quanto alle royalty dovute dalle compagnie petrolifere, sin dal 1962 l'OPEC cominciò a consigliare i suoi paesi membri di aumentarne i tassi e di adottare il principio della 'spesatura' delle royalty. Secondo la formula della spartizione al 50% degli utili, introdotta nella regione negli anni 1950-51, le royalty, che ammontano in genere al 12,5% del prezzo tabellare moltiplicato per il numero di barili prodotti, venivano considerate un credito rispetto all'imposta del 50% sul reddito dovuta dalle aziende, e non una spesa. L'obiettivo di elevare la percentuale di royalty oltre il 12,5% non fu raggiunto, ma l'OPEC riuscì a far prevalere il principio della spesatura delle royalty, sancito da un accordo raggiunto nel 1964 con le compagnie.

Dalla fine della Seconda Guerra Mondiale fino al 1971, anno in cui venne firmato l'Accordo di Teheran, i prezzi dell'olio rimasero congelati. Come si è detto, i prezzi dell'olio furono ridotti per due volte dalle compagnie petrolifere, nel 1959 e nel 1960. I prezzi vennero fissati unilateralmente dalle compagnie fino al 1971, quando i paesi dell'OPEC ottennero il diritto di partecipare con le compagnie petrolifere alla determinazione del prezzo del proprio olio.

Dopo lo scoppio della guerra arabo-israeliana nell'ottobre del 1973, il 16 dello stesso mese i Ministri del Petrolio del Golfo Persico si riunirono nel Kuwait e decisero di fissare unilateralmente i prezzi dell'olio. In altri termini, decisero di sostituire la legge al negoziato, assumendosi la responsabilità di formulare una propria politica petrolifera per regolare prezzi e livelli di produzione. Da allora, un nuovo principio guida l'industria petrolifera: devono essere i paesi produttori, e non le compagnie che vi operano, a decidere i prezzi dell'olio. In quella riunione, il prezzo tabellare del greggio di riferimento saudita a 34° API (Arabian light), FOB (Free On Board, franco a bordo) a Ràs Tanura, fu aumentato da \$3,001 a \$5,119 a barile. Il prezzo di un barile di Murban a 39° di Abu Dhabi passò di conseguenza da

\$3,144 a \$6,045. Il 22-23 dicembre 1973, il Comitato Ministeriale dei Paesi Membri del Golfo si riunì a Teheran e decise di portare i prezzi tabellari a un livello molto superiore, in vista dei più recenti sviluppi del mercato petrolifero. Il prezzo del greggio di riferimento saudita fu fissato a \$11,651, a partire dal 1° gennaio 1974. Da allora, la politica e la pratica seguite dai paesi membri dell'OPEC, compreso l'Emirato di Abu Dhabi, sono state quelle di fissare autonomamente i prezzi del loro olio, per scopi fiscali o di altro genere, ma non in modo arbitrario. In ultima analisi, sono le forze del mercato a determinare i prezzi dell'olio, attraverso il meccanismo della domanda e dell'offerta.

Uno degli scopi principali della strategia dei prezzi adottata dall'OPEC è di assicurare la stabilità del mercato petrolifero. Il Consiglio della Commissione Economica dell'OPEC aveva l'abitudine di riunirsi ogni tre mesi per determinare i prezzi tabellari consigliati ai diversi paesi membri per il trimestre successivo, tenendo conto di tutti i fattori pertinenti. Dalla metà degli anni Ottanta, ogni paese membro ha adottato la pratica di stabilire il prezzo tabellare del proprio olio alla luce delle condizioni del mercato.

### Il prezzo del gas

Gli aspetti commerciali rivestono una particolare importanza nella determinazione dei prezzi del gas. L'indicazione di un prezzo prestabilito nei contratti di compravendita del gas non permetterebbe loro di adeguarsi in modo rapido ed efficace ai costanti cambiamenti del mercato. L'evoluzione di tali contratti ha portato all'introduzione di una *formula di determinazione del prezzo*, che tiene conto di diversi fattori. Dato che tra i mercati del GPL e del GNL esistono notevoli differenze, le questioni relative ai prezzi di questi due prodotti saranno trattate separatamente. Tuttavia, il primo argomento affrontato sarà la presenza di ADNOC e dei suoi soci nel mercato del gas. Come è stato precedentemente indicato, ADNOC è presente in due grandi progetti nel campo del gas: ADGAS e GASCO.

La partecipazione di ADNOC in ADGAS, un impianto per la liquefazione del gas prodotto dai giacimenti offshore, è rimasta del 51% fino al 1997, quando salì al 70%. ADGAS commercializza direttamente i suoi prodotti e i singoli azionisti non si occupano della commercializzazione delle proprie quote. Da quando l'impianto è entrato in attività, nel 1977, tutto il GNL e il GPL prodotti sono stati ceduti alla Tokyo Electric Power Company (TEPCO). Le condizioni stabilite tra ADGAS e TEPCO per la compravendita dei prodotti di ADGAS saranno descritte più avanti.

La partecipazione di ADNOC in GASCO, che si occupa dello sfruttamento del gas associato all'olio prodotto sulla terraferma, è del 68% (gli altri azionisti sono Shell, Total e Partex). GASCO non ha il compito di

commercializzare i suoi prodotti (principalmente GPL). Ciascun azionista, inclusa ADNOC, riceve la sua quota della produzione ed è responsabile della sua commercializzazione e del pagamento delle relative imposte.

Il modo in cui vengono determinati i prezzi di GPL e GNL è indicato brevemente qui di seguito.

#### GPL

Di solito il GPL è prodotto insieme al greggio e, di conseguenza, non è facile regolarne la produzione in base alla domanda. Gli alti costi di immagazzinamento del GPL, che deve essere refrigerato o compresso, rendono costoso lo stoccaggio e impraticabile la conservazione delle eccedenze. Se dal punto di vista produttivo il GPL è strettamente associato al greggio, i mercati dei due prodotti appaiono nettamente distinti, come dimostrano le fluttuazioni della domanda sul mercato a pronti.

Per calcolare il reddito imponibile ricavato da ciascun azionista di GASCO dalla vendita della sua quota della produzione complessiva di GPL, si applicano le seguenti norme tributarie, che fanno riferimento al prezzo del gas.

«Ciascun partecipante dovrà dichiarare il proprio reddito lordo (che potrà essere oggetto di verifica da parte dello Stato) sulle seguenti basi:

- i) per quanto riguarda le vendite di prodotti FOB Ruwais, i prezzi effettivamente ricevuti o ricevibili; a patto, tuttavia, che tutte le suddette vendite siano avvenute a prezzi stabiliti senza alcuna possibilità di influenzarli;
- ii) per quanto riguarda tutte le vendite di prodotti destinati all'esportazione, diversi dalle vendite FOB Ruwais, i prezzi in conformità con i prezzi indicati al punto precedente (i) per le vendite, più o meno contemporanee, di quantità simili di prodotti simili in termini simili su mercati simili [...].»

#### GNL

Mentre le formule per la determinazione del prezzo del GNL riflettono gli andamenti del mercato, la risposta sul piano contrattuale non è stata una modificazione del prezzo, ma una garanzia della stabilità della domanda. I produttori non possono dipendere dai capricci della domanda e pretendono dall'acquirente un impegno contrattuale relativo a un volume minimo specificato, allo scopo di assicurare i livelli di flusso di cassa richiesti dalle loro operazioni. Questo tipo di impegno contrattuale è noto come *take-or-pay* e funziona nel modo indicato dal suo nome. La clausola *take-or-pay* è di importanza fondamentale per i produttori, in quanto trasferisce il rischio della domanda all'acquirente del GNL. È per questo che le clausole *take-or-pay* possono essere considerate in relazione ai prezzi e influire sugli schemi di fissazione dei prezzi del GNL. In alternativa, i produttori possono scegliere di cedere il GNL a un prezzo

prefissato, per garantirsi un certo livello minimo di flusso di cassa.

Il metodo di fissazione dei prezzi del GNL attualmente in uso prevede una fluttuazione del prezzo, legata a un indicatore di qualche tipo, scelto per la sua capacità di seguire i cambiamenti dei prezzi di mercato del tipo di petrolio concorrente. Oggi i prezzi del GNL sono per la maggior parte legati a quelli del greggio.

In Abu Dhabi, come si è detto, da quando l'impianto di liquefazione ADGAS è entrato in attività nel 1977, tutto il GNL (e il GPL) prodotti sono stati ceduti alla Tokyo Electric Power Company (TEPCO).

Per fissare il prezzo del GNL ADGAS, conformemente ai metodi più avanzati, fu adottata una formula sostanzialmente molto simile a quelle utilizzate da altri fornitori di GNL al Giappone. Una delle principali caratteristiche di questa formula è quella di legare il prezzo del GNL a un paniere formato da vari tipi di greggio importati dal Giappone, comunemente noto come *cocktail petrolifero giapponese*.

## 12.10.7 Struttura fiscale

I vecchi accordi di concessione (comprese le due maggiori concessioni di Abu Dhabi: ADPC, terraferma-1939, e ADMA, fondo marino-1953) prevedevano il versamento al Governo ospite di una piccolissima royalty, consistente in una cifra fissa per ogni tonnellata di petrolio (negli accordi di concessione di Abu Dhabi, tre rupie, cioè 75 centesimi di dollaro, a tonnellata, equivalenti a circa 10 centesimi al barile), indipendentemente dal prezzo di vendita del petrolio o dai profitti realizzati dal concessionario.

Nel 1966, il Governo di Abu Dhabi ottenne dalle compagnie il riconoscimento del principio della ripartizione alla pari degli utili e concluse un accordo in questo senso con entrambi i principali concessionari, ADPC e ADMA. In base a questa formula, il prelievo dello Stato non fu più costituito da una royalty fissa per unità di produzione, bensì dal 50% degli utili netti della compagnia, calcolati sulla base dei prezzi tabellari. Le due compagnie accettarono di adeguarsi al Decreto sull'imposta sul reddito del 1965 e di pagare tale imposta in base a un'aliquota del 50%. Allo stesso tempo, la royalty fissa per tonnellata venne sostituita da una royalty a percentuale, pari al 12,5% del prezzo tabellare del petrolio prodotto o esportato.

Tuttavia, secondo la formula originale della ripartizione alla pari degli utili, le royalty (pari al 12,5% del prezzo tabellare moltiplicato per il numero di barili prodotti) venivano considerate un credito sull'imposta del 50% sul reddito dovuta dalle aziende, e non un costo sostenuto dall'impresa e che doveva essere dedotto dall'utile netto, insieme alle altre spese, per ottenere il reddito netto.

Una delle prime iniziative dell'OPEC fu il tentativo di convincere i concessionari a trattare le royalty come una voce di spesa. L'obiettivo fu raggiunto solo nel 1964. Nel 1966, il Governo di Abu Dhabi varò un emendamento al decreto fiscale, che prescriveva l'obbligo di 'spesatura' delle royalty. Le due compagnie concessionarie accettarono di adeguarsi a tale emendamento, che entrò in vigore il 1° gennaio 1966.

Sin da allora, il prelievo dello Stato è formato dalle royalty, considerate come spese, e dalle imposte sul reddito. Tuttavia, sia i tassi delle royalty, sia le aliquote fiscali furono progressivamente aumentati, come si vedrà in seguito.

In Abu Dhabi non esiste una legislazione fiscale speciale, applicabile all'industria petrolifera. L'imposta sul reddito è prevista dal Decreto sull'imposta sul reddito del 1965 e successivi emendamenti. Questo Decreto non fu concepito come una legge specifica sulla tassazione delle attività petrolifere, bensì come una legge tributaria applicabile alle società in generale, pur contenendo alcune norme relative alle attività petrolifere.

In pratica, tuttavia, il summenzionato Decreto è applicabile attualmente solo alle società che «trattano il petrolio» (per utilizzare la terminologia del Decreto), che si occupano, cioè, della produzione e dell'esportazione di idrocarburi, alle industrie petrolchimiche e alle filiali delle banche estere. Le aliquote fiscali indicate dal Decreto variano in base al livello del reddito imponibile, ma quella applicabile alle attività petrolifere venne fissata inizialmente al 50%. Nel 1971 passò al 55%, considerato allora come soglia minima di tassazione sul reddito delle attività petrolifere. In seguito l'aliquota fu ulteriormente aumentata, come si vedrà più avanti. Tuttavia, nella maggior parte dei casi l'aliquota specifica applicabile a un concessionario è concordata tra il Governo e lo stesso concessionario, in seguito a una serie di trattative *ad hoc* in ogni caso specifico, e inserita nell'accordo stipulato con il suddetto concessionario, a patto che l'aliquota prevista non sia inferiore al 55% (cioè all'aliquota di base dal dicembre del 1970).

Nel 1974, i membri dell'OPEC decisero di aumentare il livello dell'imposta sul reddito applicabile ai concessionari più 'importanti', portandolo all'85% (e di aumentare la royalty al 20%), secondo quella che divenne da allora nota come la *formula OPEC*. In Abu Dhabi, essa venne applicata alle concessionarie ADPC e ADMA.

È interessante notare che, nel caso di concessioni di minori dimensioni, le aliquote dell'imposta sul reddito (e le royalty) variano a seconda dei casi. In effetti, le autorità di Abu Dhabi riconoscono la necessità di alleviare il carico fiscale degli impianti petroliferi più piccoli e più costosi, soprattutto se situati in mare, che non



sarebbero in grado di sostenere i normali livelli OPEC, pensati per le operazioni su vasta scala.

Passando in rassegna le piccole concessioni assegnate nel periodo 1967-71, si noterà, per esempio, che Abu Dhabi Oil Company (Giappone) pagava un'imposta del 55% e una royalty del 12,5%, Total Abu Al Bukoosh pagava un'imposta del 75% e una royalty del 20%, Al Bunduq Company pagava un'imposta del 75% e una royalty del 20%, Amerada Hess pagava un'imposta del 55% e una royalty a scaglioni, compresa tra il 12,5 e il 16%, a seconda del livello di produzione.

Gli accordi di concessione di nuovo tipo, conclusi negli anni 1980-81, adottavano generalmente la formula di un'imposta sul reddito a scaglioni, compresa tra il 55 e l'85% dell'imponibile, a seconda del volume della produzione. Era prevista inoltre in genere l'applicazione di una royalty a scaglioni, compresa tra il 12,5 e il 20%, seguendo l'aumento della produzione.

Passeremo ora a descrivere brevemente il regime fiscale applicabile ai progetti industriali basati sul gas.

Per i progetti industriali basati sul gas (ADGAS, GASCO e Fertil) è stato creato un regime fiscale speciale, molto più favorevole del sistema generale applicabile alle società petrolifere, allo scopo di incoraggiare lo sfruttamento delle risorse di gas naturale, di attirare gli ingenti capitali richiesti e di compensare i rischi particolarmente elevati che si incontrano in questo tipo di attività. In sostanza, tale regime è strutturato nel seguente modo.

Le compagnie del gas sono soggette al Decreto sull'imposta sul reddito del 1965, e successivi emendamenti, ma godono di una vacanza fiscale nei primi cinque anni successivi all'avvio della produzione commerciale. In seguito, «la Compagnia sarà soggetta all'imposta sul reddito con un'aliquota del 55% degli utili» (con la possibilità di portare a nuovo qualunque perdita subita per non più di cinque anni consecutivi a partire dalla fine dell'anno fiscale in cui tale perdita si è verificata). Come si è detto, la società e i suoi azionisti non sono tenuti al pagamento di alcuna altra imposta, oltre a quella sul reddito. Tuttavia, nel caso che gli utili superino una certa soglia stabilita in anticipo (per esempio, il 15% al netto delle imposte), gli accordi prevedono una forma di pagamento allo Stato del gas utilizzato all'interno del progetto.

Nel 1979, fu introdotto il concetto di *margini fissi* per gli utili di ADPC e ADMA (soggette a un'aliquota sul reddito dell'85% e a una royalty del 20%), allo scopo di rassicurare le due compagnie sulla redditività delle loro operazioni in Abu Dhabi e di convincere i loro azionisti della convenienza di investire i loro capitali nel petrolio di Abu Dhabi, rispetto alle condizioni offerte da altri paesi. Tale margine fisso venne stabilito inizialmente a 22 centesimi al barile, al netto delle imposte. Esso fu aumentato gradualmente e nel 1988 raggiunse la cifra di un dollaro al barile.

## 12.10.8 Il contratto petrolifero e le parti contraenti

L'unica forma di contratto petrolifero conosciuta in Abu Dhabi è la *concessione*. Il Governo di Abu Dhabi non ha mai concluso alcun contratto di altro tipo riguardante lo sfruttamento delle sue risorse petrolifere, come accordi di partecipazione alla produzione (*production sharing agreement*), contratti di servizio con o senza rischio minerario, ecc. Tuttavia, gli accordi di concessione conclusi dal Governo di Abu Dhabi si sono molto evoluti, attraversando diversi stadi, dal tempo in cui vennero rilasciate le prime concessioni vecchio stile. I contorni principali e le fasi più importanti di questa evoluzione sono già stati brevemente tracciati nei paragrafi precedenti.

A partire dai primi accordi di concessione vecchio stile (ADPC, terraferma-1939; ADMA, fondo marino-1953) e dai primi miglioramenti, molto ridotti e limitati all'aspetto finanziario, dei termini e delle condizioni (attraverso la serie di accordi di concessione stipulati nel periodo 1967-71), si giunse gradualmente a stabilire una normativa contrattuale più favorevole per lo Stato. Questa evoluzione culminò nei primi anni Settanta, con l'adozione del concetto di *partecipazione*; la partecipazione dello Stato alle principali concessioni petrolifere esistenti aprì la strada a un radicale cambiamento nei rapporti tra il Governo e i concessionari. L'ultima serie di accordi di concessione fu conclusa nel periodo 1980-81.

Queste nuove concessioni costituiscono, come si è detto, il modello più aggiornato di accordo petrolifero adottato dal Governo di Abu Dhabi. Dopo quelle del 1980-81, infatti, in Abu Dhabi non sono state più rilasciate concessioni petrolifere. Gli accordi sono basati su un prototipo standard, con termini e condizioni tipo. Le principali disposizioni di uno di questi accordi, l'Accordo Deminex, firmato nel maggio del 1981, sono state già delineate nelle pagine precedenti. Gli accordi di concessione conclusi in questo periodo sono tipici esempi di quelli che gli esperti petroliferi chiamano *accordi di concessione modernizzati*.

Per quanto riguarda le parti contraenti l'accordo di concessione, occorre notare che la concessione è una licenza rilasciata dal Governo. Di conseguenza, le parti che sottoscrivono un accordo di concessione sono il Governo di Abu Dhabi e il concessionario straniero. L'accordo di concessione è firmato in genere dal Sovrano dell'Emirato di Abu Dhabi o dal suo rappresentante. ADNOC non è una parte contraente dell'accordo di concessione: essa venne creata verso la fine del 1971 (con la legge n. 7/27 novembre 1971) per servire da braccio operativo dell'Emirato di Abu Dhabi per l'attuazione della politica petrolifera complessiva dell'Emirato, stabilita dalle competenti autorità del Governo (dal 1988 questo ruolo è esercitato dal Supremo Consiglio del Petrolio di Abu Dhabi); in seguito le fu affidato il

compito di gestire la quota dello Stato nelle compagnie operative e di svolgere il ruolo di rappresentante degli interessi nazionali negli accordi di partecipazione e nelle *joint ventures*.

### 12.10.9 Protezione degli investimenti

Nella legislazione degli EAU o dell'Emirato di Abu Dhabi non esistono disposizioni particolari riguardanti la protezione degli investimenti stranieri. Tuttavia, gli EAU hanno concluso un certo numero di accordi per la «promozione e la protezione degli investimenti» con diversi paesi: Stati Uniti, Gran Bretagna, Francia, Italia e altre nazioni europee, e quasi tutti i paesi arabi.

Tra l'altro, tali accordi prevedono clausole relative alla questione dell'*espropriazione* di beni stranieri in uno dei paesi contraenti. L'art. 6 dell'Accordo concluso l'8 dicembre 1992 tra il Governo britannico e quello degli EAU prevede a tale proposito quanto segue: «Gli investimenti degli investitori di entrambe le Parti Contraenti non potranno essere nazionalizzati, espropriati, o soggetti a misure che equivalgano a uno spossessamento, diretto o indiretto, a una nazionalizzazione o a un esproprio (d'ora in avanti indicati come 'esproprio') nel territorio dell'altra Parte Contraente, se non per uno scopo di pubblica utilità derivante dalle esigenze interne di quella Parte, su una base non discriminatoria, rispettando le procedure di legge, senza contraddire nessuno degli obblighi contrattuali assunti da una Parte Contraente a favore di un investitore, e in cambio di un pronto, adeguato ed effettivo indennizzo».

L'art. 8 dello stesso Accordo stabilisce che tutte le controversie sorte tra una delle parti contraenti e un investitore dell'altra parte contraente siano giudicate dal Centro Internazionale per la Risoluzione delle Controversie sugli Investimenti (CIRCI).

Gli accordi conclusi tra gli EAU e gli altri paesi contengono disposizioni analoghe a quelle previste dagli artt. 6 e 8 dell'Accordo con il Regno Unito.

Nel 1981, gli EAU aderirono al Centro Internazionale per la Risoluzione delle Controversie tra uno Stato contraente e i cittadini di altre nazioni. Più tardi, nel 1993, gli EAU aderirono anche alla Convenzione per la Creazione di un'Agenzia Multilaterale di Garanzia degli Investimenti (Convenzione MIGA, Multilateral Investment Guarantee Agency).

### 12.10.10 Protezione ambientale

Come è noto, i vecchi accordi di concessione conclusi tra le compagnie petrolifere e i paesi produttori del Medio Oriente ignoravano completamente le questioni relative

alla protezione ambientale durante le operazioni di esplorazione e produzione dei giacimenti petroliferi. I primi accordi di concessione conclusi dal Governo di Abu Dhabi (nel 1939 per i giacimenti sulla terraferma e nel 1953 per quelli sul fondo marino) non costituivano un'eccezione alla generale mancanza di coscienza ambientalista e non contenevano clausole relative alla protezione dell'ambiente o alla conservazione delle risorse naturali.

La situazione rimase sostanzialmente immutata anche nelle successive concessioni rilasciate dal Governo di Abu Dhabi nel periodo 1967-71, che contenevano solo un timido accenno, in termini molto generici, alle precauzioni ragionevoli che le compagnie petrolifere avrebbero dovuto assumere durante la conduzione delle loro operazioni.

Anche gli accordi di concessione più recenti, conclusi negli anni 1980-81, non introdussero significativi miglioramenti nella situazione della protezione ambientale.

La crescita in tutto il mondo della sensibilità per i temi della protezione ambientale e dello sviluppo sostenibile, che sono ormai universalmente considerati tra i problemi globali più importanti della nostra epoca, ha indotto sia il Governo federale degli EAU, sia quello dell'Emirato di Abu Dhabi a predisporre e poi a varare una serie di leggi e di regolamenti per colmare questi vuoti.

A livello federale, la legge federale n. 7/1993 ha disposto la creazione di una Agenzia Ambientale Federale. Nel 1999, fu varata la Legge federale per la protezione e lo sviluppo dell'ambiente (legge n. 24/1999). Si tratta di una legge moderna e completa, formata da un centinaio di articoli che coprono tutti gli aspetti di questa importante questione.

L'industria petrolifera ha i suoi innegabili problemi con l'ambiente e non può che essere estremamente attenta alle questioni legate alla sua protezione e alla conservazione delle risorse. L'industria petrolifera di Abu Dhabi non fa eccezione a questa regola.

Sollecitata da una viva consapevolezza delle esigenze di protezione ambientale legate alle diverse fasi delle operazioni petrolifere, nonché da una profonda aspirazione verso uno sviluppo sostenibile delle risorse petrolifere dell'Emirato di Abu Dhabi, ADNOC, su incarico del Supremo Consiglio del Petrolio di Abu Dhabi, ha assunto l'iniziativa di preparare, adottare e attuare un «sistema per la gestione della salute, della sicurezza e dell'ambiente (HSE – Health, Safety and Environment – Management System)» efficiente e completo.

ADNOC sapeva che, per essere veramente efficiente, lo HSE Management System avrebbe dovuto essere rivolto all'intera industria petrolifera di Abu Dhabi, che avrebbe dovuto adottarlo e metterlo in pratica. Il sistema di gestione segue le linee guide tracciate dal Forum internazionale per l'esplorazione e la produzione nell'industria petrolifera (meglio noto come E&P Forum).

Lo E&P Forum riunisce un gran numero di compagnie petrolifere internazionali. Ciò dimostra l'alto livello qualitativo e il valore internazionale dello HSE Management System elaborato dal gruppo ADNOC.

### 12.10.11 Regolamentazione monetaria

Negli EAU o nell'Emirato di Abu Dhabi non viene attuato alcun controllo sui movimenti di valuta. Di conseguenza, le compagnie petrolifere (come qualunque altra società o individuo che operi o lavori nel paese) possono liberamente trasferire i propri guadagni all'estero o rimpatriare il capitale investito, così come possono importare qualunque valuta di cui abbiano bisogno per le loro operazioni. Non vi è alcuna restrizione al diritto di importare o esportare qualsiasi tipo di valuta.

Tuttavia, per cancellare qualsiasi dubbio e come misura precauzionale nei confronti della possibilità che possano essere adottate in futuro forme di controllo o di restrizione dei movimenti di valuta, gli accordi di concessione contengono di solito una clausola relativa a questo aspetto, che conferma l'assenza di qualunque restrizione al diritto di importare ed esportare valuta da parte della compagnia operativa.

### 12.10.12 Legge applicabile

I primi accordi di concessione non contenevano alcuna clausola riguardante la legge che regolava gli stessi accordi, ovvero la legge applicabile all'accordo.

Nell'Accordo concluso il 19 settembre 1965 tra il Sovrano di Abu Dhabi e la Abu Dhabi Petroleum Co. (ADPC), che emendava l'Accordo di concessione del 1939, introducendovi la formula della ripartizione degli utili al 50%, venne specificata per la prima volta quale fosse la legge applicabile.

L'art. 13.9 stabilisce che: «L'Accordo Emendato avrà forza di legge. Gli sarà dato effetto e sarà interpretato e applicato in conformità con i principi di Legge normalmente riconosciuti dagli Stati civilizzati in generale, compresi quelli che sono stati applicati dai Tribunali Internazionali».

Una disposizione analoga è contenuta nella revisione dell'Accordo di concessione Abu Dhabi Marine Areas (ADMA), firmato il 10 novembre del 1966 (art. 12).

Negli accordi di concessione rilasciati dal Governo di Abu Dhabi nel periodo 1967-71, fu inserita una clausola-tipo riguardante la legge applicabile: «Questo Accordo avrà forza di legge. Gli sarà dato effetto e sarà interpretato e applicato in conformità con i principi di Legge normalmente riconosciuti dagli Stati civilizzati in

generale, compresi quelli che sono stati applicati dai Tribunali Internazionali».

Anche gli accordi di concessione più recenti, conclusi negli anni 1980-81, contenevano una clausola-tipo sulla legge applicabile identica a quella già citata, adottata negli accordi di concessione del periodo 1967-71.

### 12.10.13 Risoluzione delle controversie

Come principio generale, gli accordi di concessione conclusi nei paesi mediorientali prevedono che le controversie tra il concessionario e il paese produttore, che non possano essere superate attraverso un negoziato o un accordo tra le parti, siano risolte mediante un arbitrato.

Sin dalle prime concessioni vecchio stile, attraverso gli accordi di concessione conclusi negli anni 1967-71, e comprese le ultime concessioni del 1980-81, l'arbitrato è sempre stato adottato come metodo di risoluzione delle controversie, sebbene con l'introduzione, in ogni versione successiva dell'accordo, di alcune modifiche alla clausola arbitrale.

Gli accordi di concessione del periodo 1980-81 contenevano una clausola arbitrale simile alla clausola-tipo adottata negli accordi del 1967-71. Il Presidente della Corte di Giustizia Internazionale ha il compito di nominare gli arbitri e la procedura arbitrale è determinata dall'arbitro, in conformità con le regole di procedura della Corte di Giustizia Internazionale.

Come è stato già ripetuto più volte, dopo il 1981 nessun accordo di concessione è stato più concluso nell'Emirato di Abu Dhabi. Non è possibile stabilire quindi con certezza in che modo sarebbe redatta oggi la clausola arbitrale in un accordo di questo tipo, se e quando dovesse essere concluso.

Tuttavia, recentemente è stato possibile osservare nell'industria petrolifera di Abu Dhabi uno sviluppo molto interessante, riguardante proprio il modo in cui la questione dei metodi di risoluzione delle dispute è stata affrontata in alcuni recenti accordi conclusi tra ADNOC, da un lato, e, dall'altro, sia un gruppo di società petrolifere operanti in Abu Dhabi, tra cui alcune delle maggiori multinazionali del settore, sia l'una o l'altra di tali compagnie. Sebbene siano di natura diversa dagli accordi di concessione, alcuni di essi hanno un oggetto di notevole importanza (come nel caso degli accordi di *joint venture*), mentre altri riguardano la fornitura di servizi tecnici o di gestione, ecc. Attraverso la discussione e la ricerca di un'intesa tra le parti interessate, si giunse alla definizione e all'adozione di una clausola arbitrale, che fu inserita nei suddetti accordi. Tale clausola arbitrale tipo recita nel seguente modo: «Le Parti faranno del loro meglio per superare tutte le controversie o i reclami che dovessero sorgere da o in rapporto a questo Accordo o

da qualunque rottura di esso. Nel caso che una divergenza o controversia di qualsiasi tipo, emersa tra le Parti in relazione a questo Accordo, o derivante da esso, non possa essere risolta in via amichevole entro trecentosessantasei (360) giorni, allora tale divergenza o controversia sarà risolta definitivamente mediante una procedura arbitrale condotta in Abu Dhabi in base alle norme procedurali del Centro per l'Arbitrato e la Conciliazione Commerciale di Abu Dhabi (ADCCAC, Abu Dhabi Commercial Conciliation and Arbitration Center), da tre (3) arbitri, due dei quali nominati da ciascuna delle due parti e il terzo concordato tra i due arbitri già nominati; in mancanza di un'intesa su questo punto, il terzo arbitro sarà scelto dal Segretario Generale di ADCCAC, tra quelli presenti in un elenco internazionale di arbitri stilato e aggiornato dallo stesso ADCCAC. Tutte le procedure arbitrali saranno redatte in lingua inglese e il lodo arbitrale dovrà essere in accordo con le leggi di Abu Dhabi e degli Emirati Arabi Uniti. Il lodo sarà definitivo e vincolante per entrambe le parti».

Se si confronta questa clausola arbitrale con l'art. 35 dell'Accordo di concessione Deminex del 1981, precedentemente citato, non si può fare a meno di notare i notevoli miglioramenti introdotti nella nuova clausola, riguardanti sia le norme procedurali e i regolamenti in base ai quali condurre l'arbitrato, sia la sede dell'arbitrato, l'autorità designante, o la legge applicabile sulla sostanza. L'adozione di questa nuova clausola arbitrale negli accordi recentemente conclusi dalla compagnia di Stato con i suoi partner stranieri riflette, nell'opinione di chi scrive, un radicale cambiamento del clima dei rapporti tra le compagnie straniere e il paese ospite o la sua compagnia di Stato, e indica, da parte delle compagnie petrolifere straniere, l'esistenza di un reale spirito di fiducia nell'infrastruttura legale e nelle istituzioni del paese ospite.

## Bibliografia generale

- Abu Dhabi National Oil Company and its group of companies* (2005), Abu Dhabi, ADNOC.
- AL OTAIBA M.S. (1975) *OPEC and the petroleum industry*, London, Croom Helm.
- AL OTAIBA M.S. (1977) *Petroleum and the economy of the UAE*, London, Croom Helm.

- AL OTAIBA M.S. (1982) *The petroleum concession agreements of the United Arab Emirates*, London, Croom Helm.
- ARAB PETROLEUM RESEARCH CENTER (2005) *Arab oil and gas directory 2005*, Paris, Arab Petroleum Research Center.
- BENTHAM R. (1984) *Arbitration and the petroleum industry*, in: *International arbitration. A practical study with specific reference to the petroleum industry. A collection of papers presented by the Section on energy and natural resources law at the International Bar Association's 20th biennial conference*, Wien, 2-7 September.
- BLINU K. et al. (1986) *International petroleum exploration and exploitation agreements*, New York, Barrows.
- CATTAN H. (1967) *The evolution of oil concessions in the Middle East and North Africa*, Dobs Ferry (NY), Oceana.
- CATTAN H. (1967) *The law of oil concessions in the Middle East and North Africa*, Dobs Ferry (NY), Oceana.
- KOSHERI A. (1998) *Contemporary approach in the contracts of exploration of energy in the Arab World*, in: *Seminar on arbitration in oil and energy contracts*, Abu Dhabi, 13-14 October.
- MUGHRABI M.A. (1966) *Permanent sovereignty over oil resources. A study of Middle East oil concessions and legal change*, Beirut, Middle East Research and Publishing Center.
- SHIHATA I. (1995) *The settlement of disputes under oil and gas exploration and development agreements: the relevance of ICSID and the World Bank Group guidelines*, in: *The World Bank in a changing world*, Dordrecht, Nijoff, 1991-2000, 3v.; v.II, 497-509.
- STEVENS P.I. (1976) *Joint ventures in the Middle East oil*, Beirut, Middle East Economic Consultants.
- SULEIMAN A. (1995) *Certain aspects of the gas experience of the UAE*, «Journal of Energy and Natural Resources Law», 13.
- SULEIMAN A. (1998) *Arbitration in petroleum contracts*, in: *Seminar on arbitration in oil and energy contracts*, Abu Dhabi, 13-14 October.
- WÄLDE T.W. (1992) *Environmental policies towards mining in developing countries*, «Journal of Energy and Natural Resources Law», 10.

## Bibliografia citata

- EL MALIK W.H. (1993) *Minerals investment under the Shari'a law*, London, Graham & Trotman.

ATEF SULEIMAN

Partner, Studio legale Emirates International  
Abu Dhabi, Emirati Arabi Uniti