

AGIP S.p.A.
Direzione Negoziati

LRP
232

Giovanni Zappalà

CONTRATTUALITA' PETROLIFERA

CONTRATTUALITA' PETROLIFERA

Indice:

1. Quadro normativo giuridico-contrattuale
2. Elementi costitutivi di un contratto petrolifero
3. Le tipologie contrattuali
4. Cenno sull'evoluzione storica della contrattualità

1. QUADRO NORMATIVO GIURIDICO - CONTRATTUALE

Le norme di legge riguardanti lo sfruttamento delle risorse minerarie in genere e di quelle petrolifere in particolare formano un corpo giuridico articolato in maniera più o meno dettagliata, a seconda dei principi cui ciascuno Stato si è voluto ispirare nel formularle.

Vi sono così legislazioni petrolifere che disciplinano la materia in tale dettaglio che il conferimento di un titolo di ricerca e sfruttamento si estrinseca nell'emanazione di un atto amministrativo, avallato per decreto dal ministro competente, i cui elementi integrativi rispetto alla normativa di legge sono pochi, anche se essenziali. Altre legislazioni, invece, enunciano principi e configurano norme abbastanza flessibili, nell'ambito delle quali il conferimento di un titolo nonché la disciplina dei rapporti fra le parti contraenti (di norma lo Stato concedente e la Società petrolifera) richiedono l'elaborazione di ponderosi e complessi "accordi" o "contratti" (agreements/contracts).

L'equivalenza dei suddetti termini, nel contesto dell'industria petrolifera, ci induce ad usare, per semplicità, il termine "contratto" nel seguito di questa esposizione.

Prescindendo dalle diverse strutturazioni del corpo normativo disciplinante la materia, appare ovvio che il rapporto tra lo Stato concedente e la Società petrolifera deve collocarsi nel quadro di detto complesso di norme, siano esse norme di legge di generale applicazione o norme contenute in contratti individuali che assumono per lo più valore di legge per i loro sottoscrittori. Sono gli elementi di tale rapporto Stato/Società, quelli di cui intendiamo trattare in questa sede.

Circa i soggetti del rapporto suddetto, merita evidenziare il tratto distintivo fra la legislazione petrolifera degli Stati Uniti d'America e quelle della grande maggioranza degli altri Stati. Mentre la prima poggia sul principio della proprietà privata sulle risorse del sottosuolo, fatta eccezione per le aree fuori costa, e per alcune aree specifiche in terra ferma, di competenza federale o statale, le altre si rifanno al principio della proprietà dello Stato su dette risorse, per cui, in questo secondo caso, una delle parti contraenti è lo Stato concedente o l'ente preposto a rappresentarlo.

A tale riguardo, per meglio attuare le politiche di sviluppo e gestione delle proprie risorse energetiche, la maggior parte dei paesi tradizionalmente produttori/esportatori o potenzialmente tali hanno costituito enti petroliferi di Stato, cui è stata talvolta ed in varia misura demandata l'esclusiva della ricerca e sfruttamento delle risorse domestiche, con ampia facoltà di istituire rapporti con società estere e con delega di poteri istituzionali.

Analogamente, e con finalità intese ad assicurare l'approvvigionamento energetico interno, anche molti paesi consumatori hanno costituito società petrolifere di Stato (con la vistosa eccezione degli USA), col compito di reperire risorse esterne sia attraverso lo svolgimento di attività esplorativa in paesi terzi che mediante campagne di acquisti diretti.

In un contesto generalizzato, in cui operano società sia pubbliche che private, si può dire che i soggetti contrapposti di un rapporto

contrattuale in materia di ricerca petrolifera sono la Società di Stato (o l'amministrazione pubblica) del paese concedente da un lato e la Società assegnataria (pubblica o privata) dall'altro.

Le disposizioni che disciplinano il conferimento di un titolo ed il rapporto di diritti ed obblighi tra le parti contraenti sono comprese, in una suddivisione di massima, in due principali quadri normativi: la legislazione petrolifera e la legislazione fiscale, con traslazioni più o meno corpose di dette disposizioni (a seconda dei casi, come già accennato) nei contratti singoli stipulati tra le parti.

Il primo quadro normativo disciplina soprattutto, oltre all'attribuzione del titolo, gli aspetti tecnico-operativi del rapporto (dimensione dell'area su cui effettuare la ricerca e lo sfruttamento, entità degli impegni di lavoro e spesa assunti dalla Società assegnataria, obblighi di rinunce parziali o totali dell'area, periodo di vigenza del titolo (ovvero del contratto) e, nel suo contesto, la durata del periodo esplorativo e di quello di sfruttamento, ecc.).

Il secondo quadro normativo attiene invece agli obblighi fiscali e parafiscali cui deve ottemperare la Società assegnataria, obblighi sanciti dal regime di tassazione ordinaria di generale applicazione (IRPEG o "Corporate Tax" che dir si voglia), o più comunemente da un regime speciale attinente all'attività di ricerca e produzione petrolifera (fiscalità OPEC, ad es.), oppure ancora dall'insieme del regime ordinario e di una specifica tassazione supplementare (Special Tax, Petroleum Profit Tax, ecc.).

Oltre a quelle citate, ci sono norme che discendono dall'esigenza di disciplinare le operazioni fuori costa (segnalazioni, antinquinamento), norme sul diritto del lavoro (sicurezza, indigenizzazione del personale) ed altre di varia natura che coinvolgono la competenza anche di altre amministrazioni statali. Laddove questo complesso di norme, ivi incluse quelle tecnico-operative e quelle fiscali, confluisce in toto o in parte in un contratto petrolifero, quest'ultimo viene di norma avallato congiuntamente, per conto dello Stato, dalle singole amministrazioni competenti o dal superiore organo politico che le sovrasta.

2. ELEMENTI COSTITUTIVI DI UN CONTRATTO PETROLIFERO

Si fa qui riferimento al contenuto standard di un contratto per la ricerca e lo sfruttamento petroliferi, inteso in senso lato, ovvero a quel complesso di norme che può essere variamente incorporato nella legislazione petrolifera e/o in un contratto vero e proprio. Inoltre, il corpo normativo, ispirato a principi abbastanza simili nelle varie realtà nazionali, viene in questo capitolo illustrato prescindendo da un'analisi delle tipologie contrattuali che si sono venute sviluppando nel tempo e in cui dette norme assumono concretezza. Tali tipologie contrattuali specifiche (quali i Contratti di Concessione, e di joint ventures, di Production sharing, di Servizio) verranno analizzate a parte nel successivo capitolo 3.

Passando in rassegna i suoi principali elementi costitutivi, un contratto petrolifero tipo comprende le voci che seguono:

2.1 DEFINIZIONI

Costituiscono una serie di termini e locuzioni autoesplicativi o a cui viene attribuito uno specifico significato convenzionale. Così, ad es.: "Esplorazione" significa l'attività svolta su un certo arco di tempo ai fini della realizzazione di una o più "scoperte"; "Appraisal" è l'attività di accertamento dell'entità di una "Scoperta", tale che questa possa definirsi "Scoperta Commerciale"; "Scoperta Commerciale" è variamente definita ma in sostanza significa un accumulo di idrocarburi tale che possa essere economicamente sviluppato, consentendo il recupero degli investimenti ed un equo margine remunerativo per chi ha provveduto a finanziare l'attività (il più delle volte la Società assegnataria) al netto dei proventi spettanti a vario titolo allo Stato concedente in quanto proprietario delle risorse del suo sottosuolo, partecipe dell'attività imprenditoriale e percettore di tasse; "Sviluppo" è l'attività intesa a mettere in produzione una Scoperta Commerciale; "Pozzo

Esplorativo" ("Wildcat"), "Pozzo Appraisal", "Pozzo di sviluppo" sono l'oggetto dell'attività di perforazione, riferita a ciascuna delle voci corrispondenti definite più su; "Produzione" (coltivazione) è lo sfruttamento, su un certo arco di tempo, degli idrocarburi rinvenuti in un accumulo commerciale ("Campo", "Field"); "Programma Lavori e Budget" è la sintesi dell'attività da svolgere in un dato anno e relativo impegno finanziario, valutato in via previsionale; "Operatore" è l'entità cui viene affidata la conduzione delle operazioni petrolifere, che di norma è la Società assegnataria (quanto meno per certo arco di tempo); "Comitato Direttivo o Operativo" ("Management Committee") è l'organo che decide in merito ad una gamma di interventi operativi e sovrintende alla conduzione della operazioni da parte dell'Operatore, organo che è comunemente a composizione mista con rappresentanti delle parti contraenti; e via dicendo...

2.2 AREA CONTRATTUALE, RINUNCE

La prima definisce l'ubicazione ed il perimetro dell'area oggetto del titolo conferito, sulla quale eseguire i lavori di esplorazione ed eventuale produzione. Le seconde definiscono certe rinunce parziali o totali (che possono essere obbligatorie o facoltative) dell'Area Contrattuale, a certe scadenze nell'arco della Fase Esplorativa. L'obbligo delle rinunce areali, imposte alla Società assegnataria, si ispira all'obiettivo dello Stato concedente di vedere esplorata il più rapidamente possibile l'area attribuita.

2.3 DURATA CONTRATTUALE.

E' il periodo di vigenza del Contratto, che di norma comprendente la Fase Esplorativa, la Fase di Sviluppo e la Fase di Produzione, per un periodo complessivo variante tra i 20 e i

30 anni, e talvolta anche oltre questo termine. La Fase Esplorativa può essere articolata in due o più sottoperiodi, per una durata complessiva tra i 4 e gli 8 anni.

2.4 IMPEGNI MINIMI DI LAVORI ESPLORATIVI E SPESA.

Sono quegli impegni in base ai quali la Società assegnataria è obbligata a svolgere un'attività esplorativa minima in lavori geologico-geofisici e di perforazione, assumendosi il corrispondente impegno finanziario. Tra l'impegno espresso in lavori e quello espresso in termini finanziari, prevale in genere il primo, nel senso che è fatto obbligo alla Società di portare comunque a compimento i lavori cui si è impegnata anche se ha soddisfatto l'impegno finanziario.

2.5 CONDUZIONE DELLE OPERAZIONI ("OPERATORSHIP").

E' una funzione che, in linea teorica, può essere affidata all'una o all'altra delle parti contraenti o ad una entità terza assunta in veste di contrattista. In realtà, è consuetudine generalizzata che tale funzione venga svolta dalla Società assegnataria, sia perché essa è tenuta contrattualmente (fra i vari obblighi) ad apportare il suo patrimonio di esperienza e di tecnologie, sia perché vi è l'implicito riconoscimento da parte dello Stato concedente che detta funzione le spetti, in quanto essa finanzia in toto un'attività ad elevato tasso di rischio quale è quella esplorativa. Nello svolgimento delle sue funzioni, l'Operatore (v. Definizioni) si

configura come un'entità distinta da ciascuna delle parti contraenti e con una sua struttura autonoma, quan'anche esso coincida fisicamente con una di esse.

Tale connotato è evidenziato dalle specifiche mansioni che competono all'Operatore e che sono:

- la conduzione delle Operazioni Petrolifere per conto delle parti contraenti in base alle istruzioni impartite dal Comitato Direttivo (V. Definizioni);
- l'applicazione delle tecnologie più avanzate, derivantigli dall'essere una emanazione della Società assegnataria (quando questa, come di consueto, funge da Operatore), nella conduzione dei lavori;
- la preparazione dei Programmi e Budgets operativi, che esso trasmette ad entrambe le parti contraenti, per la loro successiva approvazione in Comitato Direttivo;
- il procacciamento di beni e servizi di contrattisti terzi per l'esecuzione dei lavori, effettuato per bandi di gara che garantiscano la neutralità dell'Operatore nella scelta dei fornitori;
- la stipulazione di contratti di appalto coi suddetti fornitori e contrattisti e di polizze assicurative, per conto di entrambe le parti contraenti;
- l'emanazione di "Chiamate Fondi'" all'indirizzo di entrambe le parti contraenti o di quella parte (o parti) che è tenuta a finanziare le operazioni;
- la tenuta dei libri contabili afferenti ai movimenti di fondi nel finanziamento delle "Operazioni Petrolifere" oggetto del Contratto, il cui dettaglio procedurale è di norma incorporato in un allegato al Contratto detto "Procedura Contabile" ("Accounting Procedure"); la contabilità dei volumi di produzione realizzata, ai fini della definizione delle quote spettanti a ciascuna delle parti;
- la predisposizione e convocazione periodica, o su richiesta di

una delle parti contraenti, del Comitato Direttivo, col compito di preparazione degli elementi documentali inerenti le decisioni da prendere e di stesura dei verbali delle riunioni;

- la regolare trasmissione alle parti di resoconti e rapporti riguardanti l'andamento delle Operazioni Petrolifere.

Nello svolgimento delle sue funzioni, l'Operatore si avvale della propria autonoma struttura organizzativa, dell'assistenza specifica e generico-continuativa della struttura della sua casa madre e dei servizi appaltati presso contrattisti terzi. Le spese dell'Operatore ("General and Administrative") in quanto struttura organizzativa e quelle per l'assistenza specifica e generico-continuativa della casa madre vengono imputate alle Operazioni Petrolifere al valore del costo sostenuto dai prestatori d'opera, ovvero senza elemento di profitto per questi ultimi. L'assistenza specifica della casa madre dell'Operatore è di solito disciplinata da una "Service Agreement" (con annesso tariffario) ed il costo di quella generico-continuativa viene spesso forfettizzato in forma di percentuale sull'importo de Budget dell'anno di riferimento.

2.6 SUPERVISIONE DELLE OPERAZIONI PETROLIFERE, ORGANO DECISIONALE.

Le parti contraenti costituiscono un Comitato Direttivo, i cui componenti vengono da esse designati (spesso in numero paritetico), al fine di sovrintendere e controllare la conduzione dei lavori da parte dell'Operatore e per l'assunzione delle decisioni operative e finanziarie a mezzo di votazione, la quale può essere a maggioranza semplice per certe decisioni e all'unanimità per certe altre di maggiore rilievo.

Quando il Comitato Direttivo è composto da un numero paritetico di rappresentanti delle parti, la votazione assume necessariamente carattere di unanimità. In casi di stallo nella votazione, si cerca una soluzione di compromesso o si ricorre,

talvolta, al responso di un arbitrato tecnico. Nella fase esplorativa viene, peraltro, riconosciuta spesso la prevalenza della proposta espressa dalla Società assegnataria, considerato che quest'ultima sopporta in toto il costo dell'attività esplorativa assumendosene il rischio. Da una situazione di stallo (deadlock) nella votazione riguardante talune decisioni molto impegnative (ad es. l'esecuzione di Pozzi Appraisal o il carattere commerciale di una scoperta e conseguente decisione di procedere al suo sviluppo), discende talvolta la norma del cosiddetto "Sole Risk" ("Rischio Isolato"), in base alla quale una delle parti contraenti (la "Willing Party") può procedere per proprio conto ed a suo rischio all'esecuzione di una data operazione, con perdita del diritto al recupero del costo relativo in caso di insuccesso e con facoltà, per l'altra parte, di rientrare negli effetti contrattuali di detta operazione in caso di successo della medesima, mediante rimborso della sua quota di costi ad essa afferenti ed il riconoscimento di un premio (spesso in termini di produzione) alla Willing Party, pari ad un certo numero di volte la quota del costo da essa sostenuta.

Tra le funzioni specifiche del Comitato direttivo, figurano:

- l'approvazione di Programmi e Budgets annuali;
- la supervisione delle Operazioni Petrolifere;
- la determinazione del carattere commerciale di una scoperta;
- l'approvazione del programma di Sviluppo e Produzione di una Scoperta Commerciale; la definizione del "Maximun Efficient Rate" (MER), che è la produzione giornaliera massima realizzabile, compatibilmente con la preservazione delle caratteristiche ottimali del Giacimento in fase di Produzione;
- l'approvazione di ordini di fornitura proposti dall'Operatore, il cui costo superi un certo importo (di norma, abbastanza elevato);
- l'approvazione dei programmi di addestramento di cittadini dello Stato concedente ai fini di una progressiva

- indigenizzazione del personale dell'Operatore;
- la determinazione dell'entità e periodicità di trasmissione alle parti di rapporti che l'Operatore è tenuto a redigere sull'andamento delle Operazioni Petrolifere.

2.7 FINANZIAMENTO DELLE OPERAZIONI PETROLIFERE.

Nella Fase Esplorativa, questo è di norma a carico della (o delle) Società assegnataria/e in quanto si tratta di attività di rischio. E' principio generalizzato, in qualunque tipo di contratto, che il rischio esplorativo, cioè quello legato alla possibilità di non realizzare alcuna Scoperta Commerciale e quindi di non recuperare i relativi costi, ricada sulla Società assegnataria.

Il finanziamento delle Fasi di Sviluppo e Produzione è effettuato interamente dalla Società assegnataria oppure da entrambe le parti contraenti in proporzione alle rispettive quote di partecipazione ("Participating Interest"), a seconda che lo Stato concedente (attraverso la sua Società di Stato) partecipi o meno all'attività imprenditoriale nelle suddette fasi, le quali presuppongono il superamento della fase di rischio esplorativo. Si vuole qui anticipare che, in sede di ripartizione dell'utile tecnico, lo Stato concedente si configura, nel primo caso, come percettore di proventi fiscali e parafiscali (in natura e/o in contanti); nel secondo caso, esso percepisce anche proventi di natura imprenditoriale, cioè una parte dei profitti e della produzione che li rappresenta (al netto delle tasse e dei prelievi parafiscali), realizzati nell'attività imprenditoriale.

Il recupero degli investimenti, ove si pervenga alla Fase Produzione, avviene, in talune tipologie contrattuali, per "spesatura" ("expensing") e per ammortamento ("depreciation") in sede di determinazione dell'imponibile, o in forma di acquisizione di una parte della produzione in altre tipologie,

con varianti connesse alla commistione di specifici tipi di contratti. Per "expensing" si intende la facoltà di recuperare certi costi (ad es. quelli esplorativi) in assenza dei vincoli rappresentati dagli schemi di ammortamento previsti per legge o contrattualmente.

2.8 PREZZO DEL GREGGIO.

La sua determinazione rappresenta uno degli elementi critici nella gestione di un Contratto ed una possibile fonte di conflittualità fra le parti contraenti.

Tenuto presente che dalla fissazione del prezzo del greggio dipendono in misura non trascurabile le entrate dello Stato concedente e per converso quelle delle Società assegnataria, appare evidente come una sua determinazione non rispondente alla realtà del mercato possa penalizzare l'una o l'altra parte.

La normativa che regola la valorizzazione del greggio assume varie formulazioni nei diversi contratti ma si può dire che essa si ispira sostanzialmente a due tipi di approccio:

(1) il primo prevede il raggiungimento di un accordo tra le parti su un livello di prezzo che dovrebbe riflettere la realtà del mercato ("market price" o "selling price"), per riferimento al prezzo spuntato da ciascuna parte in vendite dirette a terze parti esterne ("armslength transactions"), oppure per riferimento ai prezzi prevalenti sul mercato per greggi di qualità analoga;

(2) il secondo non consente consultazioni tra le parti, ma prevede un prezzo fissato unilateralmente e d'autorità da parte dello Stato concedente ("Official Price", "Posted Price"), prezzo che spesso si discosta da quello reale di mercato.

Il primo approccio è prassi consolidata da tempo in taluni tipi di Contratto e si va estendendo ad altre tipologie alla luce della crisi che da qualcha anno travaglia la struttura dei prezzi per abbondanza di offerta.

Il secondo approccio è un derivato storico di certi contratti stipulati (specialmente nei Paesi del cartello OPEC) nel periodo nel quale gli elevati prezzi consentivano ampi margini di profitto agli operatori del settore. Il Posted Price è un prezzo (spesso gonfiato artificialmente) che, nei contratti a fiscalità OPEC, serve a valorizzare i ricavi da vendite di greggio e che si ripercuote sul prelievo fiscale a carico della Società assegnataria.

L'official Price è una recente versione attenuata del Posted Price e si attiene alla struttura dei prezzi che viene periodicamente fissata dall'OPEC, in un contesto di maggiore prossimità alla realtà del mercato.

Altre denominazioni ("Reference Price", "Norm Price") si riferiscono a prezzi anch'essi fissati unilateralmente dallo Stato concedente, che però tendono a riprodurre obiettivamente il vero prezzo di mercato.

2.9 FISCALITA'.

Il prelievo fiscale operato dallo Stato concedente assume diverse connotazioni a seconda del tipo di contratto a cui ci si riferisce.

In un "Contratto di Concessione", lo Stato effettua un primo prelievo sulla produzione ("Royalty"), che è di natura parafiscale in quanto non è un'imposta sul profitto lordo ma un prelievo ad valorem rapportato al volume di produzione realizzata. La Royalty può arrivare fino al 20% della produzione e può essere prelevata in natura o in contante equivalente. Essa costituisce un elemento di costo, detraibile ai fini della determinazione dell'imponibile assoggettato al prelievo fiscale vero e proprio.

L'imposta sul reddito ("income tax") è il secondo elemento di prelievo e grava sul profitto lordo secondo normative fiscali che si differenziano da un Paese all'altro.

Come già accennato, essa può rientrare nel quadro del regime fiscale ordinario di generale applicazione (come in Italia, Francia, Germania ed altri), oppure in quello di un regime applicato ad hoc all'attività di ricerca e produzione di idrocarburi (fiscalità OPEC ad es.), oppure ancora può essere una combinazione del regime ordinario e di una "Special Tax", o "Petroleum Profit Tax" (come in Inghilterra, Norvegia ed altri). Le aliquote del prelievo parafiscale e fiscale possono essere progressive (per livelli di produzione e per fasce di reddito) oppure fisse come nella fiscalità OPEC, la quale prevede una Royalty del 20% ed una aliquota fiscale dell'80% e più.

Altri prelievi vengono effettuati a titolo di canoni di superficie ("surface rentals"), gravanti sui permessi esplorativi e sulle concessioni di sfruttamento.

In un "Contratto di Production Sharing" classico (quale si è configurato verso la fine degli anni 60), le varie voci di prelievo viste più sù si aggregano in una unica fonte di entrata (in natura) per lo Stato, rappresentata da aliquote crescenti (col crescere della produzione) del profitto espresso in termini di produzione (ovvero della produzione totale decurtata di quella aliquota che è adibita al recupero dei costi). Forme di prelievo misto si verificano in quadri contrattuali "misti", sviluppatisi nel tempo, i quali attengono sia al regime della Concessione che a quello del Production Sharing.

Merita evidenziare che il prelievo effettuato dallo Stato sugli utili d'impresa può essere equivalente, nella sua entità, da un tipo di Contratto all'altro; l'evoluzione nel tempo della contrattualistica petrolifera, infatti, ha risposto in parte all'esigenza di incrementare il prelievo fiscale per lo Stato concedente, ma ancor più ad esigenze di carattere politico di quest'ultimo.

In linea di massima, una struttura fiscale dal prelievo più pesante vige nei Paesi tradizionalmente produttori/esportatori, nei quali si presuppone che il rischio esplorativo sia più tenue; un prelievo di minore entità caratterizza invece la fiscalità dei Paesi il cui potenziale petrolifero è ancora da accertare e che intendono incoraggiare l'afflusso di capitali di rischio.

2.10 ALTRE NORME.

Vi figurano:

- l'obbligo per la Società assegnataria di addestrare personale dello Stato concedente;

- l'obbligo di trasferimento (con libero impiego) allo Stato concedente di tecnologia (transfer of technology), quando non si tratti di componenti tecnologiche riservate nell'ambito della Società o coperte da brevetto;

- il trasferimento della proprietà, allo Stato concedente, dei beni fissi ("fixed assets") acquisiti ed installati dalla Società, quando questi siano stati ammortizzati; talvolta, si prevede che detti beni divengano proprietà dello Stato al momento del loro ingresso nel territorio del Paese;

- disposizioni riguardanti la cessione di quote di partecipazione ("Participating Interest"), la "Forza Maggiore" con le sue implicazioni; l'"Arbitrato" per la soluzione di controversie.

2.11 PROCEDURA CONTABILE.

E' quell'allegato al Contratto in cui è fissato il dettaglio procedurale della tenuta della contabilità ("Joint Account", se le parti finanziatrici sono più d'una) da parte dell'Operatore, delle Chiamate Fondi alle parti finanziatrici, della gestione dei movimenti di Materiali a magazzino, del recupero dei costi e delle verifiche contabili ("Auditing") da parte dei non Operatori. Vi si tratta, in particolare, delle seguenti materie:

- la valuta da usare nella contabilità in relazione al movimento dei fondi (di norma il dollaro USA, talvolta il dollaro e la valuta locale, oppure il dollaro e le varie valute impiegate nell'acquisizione di beni e servizi), ai fini delle Chiamate Fondi e del recupero dei costi in Fase Produzione;
- la disciplina e la periodicità delle Chiamate Fondi alle parti finanziatrici; le penali previste per le parti inadempienti alle Chiamate;
- il grado di autonomia concessa all'Operatore nell'effettuare spese eccedenti quelle previste nel Budget annuale, per attuare operazioni fuori Programma o per casi di emergenza;
- la disciplina riguardante operazioni in Sole Risk;
- le procedure imposte all'Operatore nell'acquisizione di beni e servizi (acquisti autonomi per importi plafonati, acquisti mediante bandi di gara, modalità di questi ultimi e loro approvazione in Comitato Direttivo);
- la contabilità del movimento Materiali, valorizzazione di questi ultimi (in base allo stato d'uso), ai fini del recupero dei relativi costi o di eventuali alienazioni; inventariamento periodico;
- la segregazione delle varie categorie di esborsi in conti distinti nella contabilità (costi esplorativi, di sviluppo, operativi);
- il frazionamento delle voci di costo (breakdown) che debbono figurare in ciascuna categoria di esborsi;
- il coacervo delle voci di spesa riconosciute come imputabili alle Operazioni Petrolifere;

- l'importo dell'"Overhead" (spesso forfettizzato in percentuale sui costi dell'anno di riferimento), inerente l'assistenza generico-continuativa prestata dalla casa madre dell'Operatore;
- l'allegato che disciplina le prestazioni specifiche fornite dalla casa madre dell'Operatore (Service Agreement);
- le modalità di effettuazione delle verifiche contabili (Auditing) da parte dei non Operatori sulla contabilità tenuta dall'Operatore.

3. LE TIPOLOGIE CONTRATTUALI.

Una classificazione dei contratti oggi prevalenti non è agevole, sia per la varietà degli elementi che talvolta li caratterizzano individualmente, sia per la commistione dei connotati di prototipi diversi che hanno dato luogo a tipologie ibride. Vedremo qui di individuare le matrici contrattuali di base, che trovano ancora oggi applicazione o dalle quali sono derivati modelli diversificati.

3.1 IL CONTRATTO DI CONCESSIONE (O CONCESSIONE).

E' il tipo di quadro normativo storicamente più vecchio, prevalso agli albori dell'industria petrolifera a cavallo dell'inizio del secolo e che è tuttora diffusamente adottato. Paesi che lo adottano e lo definiscono dettagliatamente nelle rispettive legislazioni minerarie sono, ad esempio, quelli dell'Europa occidentale, dell'America settentrionale e di taluni Paesi africani. Si tratta di un prototipo che in alcuni Paesi è l'unico strumento di accesso alla ricerca e allo sfruttamento di idrocarburi, mentre in altri esso sopravvive in relazione ad un rapporto già avviato da tempo e si affianca ad altri schemi contrattuali di più recente formulazione.

- (a) Sotto il profilo legale, la Concessione si caratterizza per l'attribuzione ad una Società assegnataria di un "titolo

minerario" (dal quale discendono diritti ed obblighi) che di solito si articola in tre strumenti in relazione a tre diverse fasi di operazioni: il "Permesso di Prospezione", il "Permesso Esplorativo" e la "Concessione di Sfruttamento".

L'attribuzione del titolo, oltre a conferire l'esclusiva delle attività di esplorazione e di sfruttamento, sancisce la proprietà della Società sulle risorse rinvenute nel sottosuolo (al netto di quanto spetta allo Stato a titolo di Royalty e di eventuale partecipazione imprenditoriale) nel momento in cui dette risorse sono portate in superficie (a giorno). In altri termini, fatto salvo il principio della proprietà dello Stato sulle risorse del suo sottosuolo, tali risorse vengono riconosciute, in superficie, come proprietà della Società quale risultato dell'attività svolta.

E' questo particolare connotato della Concessione (attribuzione del titolo in capo alla Società assegnataria e proprietà di quest'ultima sulla produzione) che, in termini di sensibilità politica, risulta ostico ai Paesi emergenti (di recente indipendenza e non) e che ha portato a formulazioni contrattuali diverse, come vedremo nel seguito.

- (b) Sotto il profilo fiscale, la Concessione si differenzia in diverse sottospecie a seconda della incisività del prelievo operato dallo Stato concedente. Infatti, mentre gli elementi che costituiscono detto prelievo sono abbastanza omogenei, è la loro maggiore o minore incidenza quella che differenzia una Concessione dall'altra. Notiamo, per inciso, come peraltro già accennato, che il maggiore o minore peso fiscale nelle diverse strutture impositive risponde ad esigenze diverse degli Stati concedenti: quelli il cui territorio è a più elevato rischio minerario cercano di attivare l'esplorazione con fiscalità incentivanti; quelli a potenziale accertato ed elevato (definiti in gergo "province petrolifere") applicano fiscalità più onerose.

3.1.1 La Concessione e fiscalità OPEC

Nella sua formulazione classica, questa si caratterizza per un prelievo che è costituito da una Royalty pari al 20% della produzione realizzata o del suo controvalore in denaro e da un'imposta sul reddito pari all'80% - 85% dell'utile tassabile, con una valorizzazione della produzione basata sul Posted Price. Come già ricordato, il Posted Price non rispecchia il vero prezzo di mercato, che di solito è più basso. I pesanti prelievi operati dallo Stato, insieme alla nozione di Posted Price sovradimensionato, furono introdotti nei primi anni 70, in concomitanza con la forte lievitazione dei prezzi e quindi per contenere i profitti della Società, dai Paesi (attualmente 13) tradizionalmente produttori/esportatori, raggruppati nel cartello OPEC. A seguito dell'indebolimento della struttura dei prezzi (dai 30 - 35 \$/barile agli attuali 16 - 18 \$/barile), vi è stato un processo di attenuazione sia dell'incidenza fiscale, sia del divario tra Posted Price e Market Price. Nel contesto di una fiscalità OPEC, oggi la Royalty si colloca intorno al 16% della produzione, mentre l'insieme dell'imposta sul reddito e del valore del Posted Price (od "Official Price") vengono di volta in volta manipolati forfettariamente in funzione del Market Price, in modo tale da consentire alla Società un margine di utile netto prefissato (intorno al 1,5 dollari al barile). Tale utile netto, quindi, è la differenza tra il Market Price ed il cosiddetto Tax Paid Cost, il quale ultimo è la risultante del Costo Tecnico sommato al prelievo fiscale.

3.1.2 La Concessione a fiscalità non OPEC

Fermo restando il profilo giuridico di questo tipo di Contratto (attribuzione di un titolo in capo alla Società, proprietà di questa sulla produzione in superficie), esso si inserisce in quadri impositivi in cui i prelievi fiscali e parafiscali dello

Stato possono essere molto diversi e di norma inferiori a quello previsto dalla fiscalità OPEC.

A titolo d'esempio, si riporta di seguito la fiscalità italiana che si identifica con quella ordinaria di generale applicazione, con l'eccezione della Royalty che è specifica per l'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. In Offshore, essa è pari all'8% per gli idrocarburi liquidi ed al 5% per quelli gassosi. In Onshore, essa è pari al 9% sia per l'olio che per il gas.

L'imposta sul reddito è costituita da due componenti: l'ILOR la cui aliquota è pari al 16,2% dell'utile tassabile e l'IRPEG la cui aliquota è del 36% dell'utile tassabile diminuito dell'ILOR. Complessivamente, il prelievo fiscale incide quindi con un'aliquota del 46,4%. La Royalty è un elemento di costo detraibile ai fini della determinazione dell'imponibile. Il prezzo di valorizzazione degli idrocarburi è il Market Price.

Altro esempio può essere quello della fiscalità norvegese, nella quale la Royalty è stata abolita e l'incidenza fiscale sugli utili tassabili è costituita da:

- una Municipal Tax più State Tax con un'aliquota complessiva del 50,8%;
- una Special Tax con un'aliquota del 30% gravante sull'imponibile diminuito di una "production allowance" (a titolo di sgravio) pari al 15% dei ricavi.

L'incidenza complessiva della pressione fiscale non è valutabile con esattezza perchè è determinata, per una parte, dall'entità della "production allowance" (calcolata sui ricavi), ma può collocarsi con una certa approssimazione sul 70%.

3.1.3 La Joint Venture in regime di concessione.

L'istituto della Joint Venture è di derivazione anglosassone e non trova l'esatto equivalente nel diritto societario di molti Paesi di diversa matrice giuridica, anche se, in questi, alcuni artifici consentono di realizzarne gli effetti. Peraltro, anche

nei Paesi anglosassoni esso può assumere connotazioni diverse a seconda del campo di attività a cui si applica.

In sintesi e limitandoci al settore petrolifero, la Joint Venture si configura come la messa in comune tra diverse persone giuridiche o fisiche (ciascuna delle quali detiene un "undivided Participating Interest") di risorse finanziarie e tecniche per la conduzione di attività di esplorazione, di sviluppo e produzione di idrocarburi. La J.V. nomina un Operatore (di solito fra i suoi componenti) per la conduzione dell'attività ed esprime la propria volontà attraverso un organo collegiale (Comitato Operativo o Direttivo).

La J.V. esaurisce il proprio oggetto a valle della fase di produzione degli idrocarburi, i quali vengono a questo punto ripartiti in natura fra i suoi componenti (in proporzione alle rispettive quote di partecipazione) e commercializzati da essi, ciascuno per proprio conto. Ne consegue che ciascun componente della J.V. è un soggetto fiscale individuale. La commercializzazione individuale delle rispettive quote del prodotto e l'individualità dei componenti quali soggetti fiscali, sono la caratteristica che contraddistingue, nei suoi effetti, la J.V. dalla "partnership", dalla quale ultima discenderebbero implicazioni non desiderate.

La finalità pratica della J.V., quando questa si applica ad un consorzio di Società assegnatarie, è quella della ripartizione e diversificazione del rischio minerario connesso con la ricerca petrolifera.

Quando essa si applica all'intervento imprenditoriale della Società Nazionale dello Stato concedente, la J.V. risponde all'esigenza dello Stato di partecipare attivamente (a rischio esplorativo superato) alla conduzione dell'attività e di attingere agli utili che ne derivano, in aggiunta alle sue entrate fiscali.

Nella terminologia corrente nel settore petrolifero, la Joint Venture viene convenzionalmente intesa come la partecipazione

imprenditoriale e finanziaria dello Stato concedente all'attività di sviluppo e produzione di idrocarburi, in regime di Concessione. Occorre notare che gli stessi principi della J.V. possono applicarsi anche ad altre tipologie contrattuali.

3.2 IL CONTRATTO DI PRODUCTION SHARING.

E' un modello adottato verso la fine degli anni 60 in Indonesia e poi diffusosi in molti altri Paesi. Esso si caratterizza, sotto il profilo legale, per l'intestazione del titolo minerario in capo alla Società Nazionale dello Stato concedente, alla quale viene quindi solitamente conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Questo tipo di contratto si configura come un rapporto tra committente (la Società Nazionale) e contrattista (la Società terza), nell'ambito del quale il Committente affida al Contrattista il compito di eseguire lavori di esplorazione e produzione, con apporto di tecnologie e mezzi finanziari propri del Contrattista.

Sotto il profilo economico, il Contrattista ha il diritto, a successo conseguito, al recupero dei propri investimenti e ad una remunerazione, entrambi espressi ed acquisiti in natura.

Appare chiaro come tale formula si propone l'obiettivo dei Paesi emergenti (politicamente sensibili a questo aspetto) di sancire il loro diritto inalienabile alle proprie risorse attraverso l'attribuzione dell'esclusiva della ricerca e della proprietà degli idrocarburi alla propria Società Nazionale. Infatti,

seppure rimborsato e remunerato in natura, il Contrattista non ha giuridicamente titolo alla proprietà della produzione realizzata. Un altro obiettivo è quello di consentire allo Stato l'accesso (e quindi il controllo del mercato) a volumi mediamente superiori alla metà delle produzioni anche senza partecipare all'attività imprenditoriale.

Semplice nella sua struttura, questo tipo di contratto prevede, come di consueto, che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che, a produzione avviata, questa venga suddivisa in due aliquote, di cui una ("Cost Oil", fino al 40% della produzione) destinata al recupero degli investimenti e l'altra ("Profit Oil") ripartita, a titolo di profitto, tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili.

Nella formulazione classica, in sostanza il Paese concedente non effettua prelievi di natura fiscale sulla quota di profitto spettante al Contrattista, essendo tali prelievi conglobati nella quota di Profit Oil prelevata dalla sua Società Nazionale. Formalmente, tuttavia, si suol dire che l'obbligo fiscale gravante sul Contrattista viene assolto, in nome e per conto di quest'ultimo, dalla Società Nazionale. Occorre segnalare, a tale riguardo, che in epoche più recenti tale disciplina fiscale ha creato problemi (specie alle società americane) in materia di crediti di imposta reclamati dalla Società estera e non riconosciuti dall'amministrazione tributaria del suo paese di origine. In modelli di Production Sharing più recenti viene pertanto esplicitato chiaramente l'obbligo tributario a carico del Contrattista sulla sua quota di Profit Oil, con un conseguente proporzionale incremento di tale quota rispetto a quella prevista in Contratti esenti da fiscalità.

Nell'ambito della quota di Cost Oil, il Contrattista recupera i propri investimenti secondo schemi di ammortamento (o spesatura) variabili da Contratto a Contratto. I costi esplorativi vengono di norma recuperati più celermente (tre-quattro anni) di quelli

di sviluppo (cinque-otto anni). I costi operativi vengono sempre spesi, talvolta anche gli esplorativi sono spesi, talaltra tutti i costi lo sono. Salvo qualche eccezione (modello egiziano di Production Sharing ad esempio), quanto residua dalla quota di Cost Oil si ribalta a Profit Oil e viene ripartito come tale tra le parti. La valorizzazione degli idrocarburi ai fini del recupero dei costi è fatta al Market Price.

La ripartizione del Profit Oil avviene in misura crescente per la Società Nazionale (e decrescente per il Contrattista) in funzione di fasce crescenti di produzione giornaliera realizzata. Il criterio si basa sul presupposto di costi tecnici decrescenti col crescere della produzione e quindi di margini di profitto crescenti, a pari livelli di Market Price; esso persegue l'obiettivo di temperare l'eventuale eccesso di profitto per il Contrattista.

3.3 IL CONTRATTO DI SERVIZIO.

Pur nella diversità delle sue formulazioni in Paesi diversi, esso ricalca sostanzialmente i principi di un Production Sharing sia sotto il profilo legale (intestazione del titolo ed esclusiva della ricerca attribuite alla Società Nazionale dello Stato) sia sotto il profilo economico (recupero dei costi e remunerazione per il Contrattista, in caso di successo minerario). Va però sottolineata una particolarità che differenzia il Contratto di Servizio da Production Sharing: in esso il recupero dei costi sostenuti dal Contrattista è previsto come rimborso per contanti da parte del Committente e la remunerazione può anch'essa essere corrisposta per contanti o attraverso l'acquisto (da parte del Contrattista) di una quota della produzione a prezzi scontati rispetto al Market Price.

L'aspetto fondamentale per il Contrattista dell'accesso ad aliquote consistenti della produzione da lui realizzata è curato dalla disposizione che prevede delle "guaranteed sales" di olio dalla Società Nazionale al Contrattista. Citiamo, a titolo di esempio, due formulazioni del Contratto di Servizio, che sono quelle che hanno dato origine a questa tipologia.

- (a) Verso la fine degli anni 60 fu stipulato dall'Iran (e poco dopo dall'Iraq) un Contratto di Servizio, nel quale i costi del Contrattista venivano rimborsati per contanti, secondo ratei differenziati, ovvero più celeri per i costi esplorativi e più diluiti nel tempo per i costi di sviluppo, sui quali ultimi erano però riconosciuti gli oneri finanziari come costo recuperabile. (Notiamo, per inciso, che in qualunque tipo di contratto, gli oneri finanziari non vengono riconosciuti sui costi esplorativi, mentre quelli sui costi di sviluppo possono essere o non essere riconosciuti come costo deducibile e comunque recuperabile.) A rimborso degli investimenti effettuato, interveniva il concetto di "National reserve", in base al quale il 50% delle riserve recuperabili scoperte erano congelate per l'uso esclusivo dello Stato. Aliquote, varianti dal 30% al 70%, dell'altro 50% di riserve prodotte venivano acquistate (guaranteed sales) dal Contrattista allo "half way price" tra il Market Price ed il costo tecnico, il che equivale (per raffronto col Production Sharing) ad un certo margine di profitto lordo assoggettato ad un'imposta del 50%.
- (b) A metà degli anni 70, il Brasile stipulò un'altra variante del Contratto di Servizio, detto Contratto di Rischio, nell'ambito del quale sia il rimborso degli investimenti che la remunerazione lorda (assoggettata all'imposta sul reddito) vengono corrisposti al Contrattista per contanti, con diritto di quest'ultimo ad acquistare al Market Price

un'aliquota della produzione pari al controvalore in olio della somma dei rimborsi e della remunerazione. Successive varianti sono intervenute a limitare il volume di guaranteed sales, tenuto conto che il Brasile non è autosufficiente per il proprio consumo interno.

3.4 IL CONTRATTO MISTO.

Esiste una varietà di modelli contrattuali i cui tratti caratterizzanti son riconducibili a più tipologie, fra quelle che sono state descritte più su. A titolo d'esempio, citiamo il modello cinese che, nel riprendere il principio dell'attribuzione del titolo minerario e dell'esclusiva della ricerca alla sua Società Nazionale con facoltà, per quest'ultima, di istituire un rapporto di committenza con una Società che funge da Contrattista, inserisce elementi di fiscalità tipici della Concessione,

come la Royalty e l'imposta sul reddito. Inoltre, vi è prevista la partecipazione in Joint Venture della Società Nazionale all'attività imprenditoriale, a rischio esplorativo superato.

Il profilo economico di questo contratto ricalca quello di un Production Sharing. In sintesi, l'esplorazione è finanziata al 100% dal Contrattista, lo sviluppo e i costi operativi sono finanziati al 51% dalla Società Nazionale ed al 49% dal Contrattista, a meno che la Società Nazionale non opti per una partecipazione inferiore al 51%. E' prevista una Royalty pari al 12,5% ed un'aliquota di imposizione fiscale del 50% circa. In sede di ripartizione della produzione, lo Stato ne incamera a monte il 12,5% come Royalty; segue, in ordine di priorità, il recupero pro quota dei costi operativi, il recupero di tutti i costi esplorativi da parte del Contrattista ed il recupero pro quota dei costi di sviluppo. La produzione residua ("Remainder" o "Profit Oil"), viene ripartita in due quote, di cui una spetta allo Stato e l'altra ("Allocable Remainder Oil) viene ripartita

fra la Società Nazionale e il Contrattista in ragione delle loro rispettive quote di partecipazione.

3.5 LA PRESTAZIONE DI SERVIZI.

Si tratta di un rapporto contrattuale atipico che esula dal contesto dell'intervento imprenditoriale della Società petrolifera in termini di rischio esplorativo e di finanziamento delle operazioni. In taluni Paesi tradizionalmente produttori/esportatori, l'industria della ricerca e produzione di idrocarburi è stata nazionalizzata ed attribuita in esclusiva alle rispettive Società Nazionali. E' il caso dell'Arabia Saudita, del Kuwait, del Qatar, dell'Iran, del Venezuela e di altri Paesi. La Società o gruppo di Società petrolifere che vi operavano, sono state, dopo la nazionalizzazione, trattenute o richiamate per svolgere funzioni strettamente tecniche e di consulenza in veste di contrattisti remunerati in vario modo. Un esempio tipico è quello del gruppo di Società ex Aramco in Arabia Saudita (Exxon, Texaco, Mobil, Chevron), che attualmente curano, per conto delle Petromin (la Società Nazionale Saudita), l'attività di esplorazione e di produzione, ricevendo in compenso una "fee" pari ad una frazione di dollaro per barile prodotto ed accedendo alla produzione con contratti di approvvigionamento a lungo termine.

4. CENNO SULL'EVOLUZIONE STORICA DELLA CONTRATTUALITA'

Vedremo di passare in rapida rassegna gli elementi che hanno contrassegnato l'evoluzione, in senso favorevole per gli Stati concedenti, della contrattualità in periodi successivi.

4.1 DA INIZIO SECOLO A FINE SECONDA GUERRA MONDIALE.

E' il periodo del forte prevalere delle Società Multinazionali (dette "Majors") nell'industria petrolifera. Esse costituiscono praticamente un cartello che consente loro di spuntare condizioni contrattuali di grande favore nei confronti degli Stati concedenti. Nell'ambito di Concessioni, le Majors ottengono aree esplorative molto vaste (ricoprenti talvolta l'intero Paese nel quale operano), l'obbligo di rinunce areali periodiche è di fatto inesistente, gli impegni minimi di lavoro non sono definiti, la durata della Concessione è lunga (da 50 a 99 anni), il prelievo fiscale dello Stato è modesto (l'equivalente di quattro scellini d'oro per tonnellata di greggio prodotta come Royalty, cui si aggiunge un'imposta sul reddito del 16%, di cui la Royalty costituisce un anticipo e non un costo deducibile nella determinazione dell'imponibile), lo Stato non è in grado di esercitare un controllo sulla gestione delle sue risorse. Occorre dire peraltro che le Majors affrontano i rischi connessi con la ricerca in aree vergini (non indiziate) e che la loro attività ha pur sempre valorizzato, con le grosse scoperte realizzate, i territori degli Stati concedenti, consentendo a questi ultimi migliori condizioni contrattuali in tempi successivi.

4.2 DAL 46 AL 57.

A parità delle altre condizioni, aumenta la Royalty (agganciata al valore di mercato dell'oro, superiore al valore ufficiale di \$ 35/oncia) ed aumenta l'imposta sul reddito che viene portata dal Venezuela (per primo) al 50%.

Questo importante provvedimento venezuelano, esteso poi agli altri Stati concedenti, instaura il principio della ripartizione paritetica dell'utile tecnico (detta anche formula del "fifty-fifty"). Ad agevolare questo processo, concorre l'acquiescenza delle Società che possono esporre a credito

d'imposta presso le amministrazioni tributarie dei loro paesi d'origine l'aggravio di tasse pagate nello Stato concedente, nell'ambito di accordi contro la doppia imposizione. Inoltre, nel tentativo di esercitare un certo controllo sul "transfer price" (prezzo di cessione) dell'olio, stabilito dalle Società, (prezzo che è determinante nel calcolo dell'utile tecnico), lo Stato concedente impone loro di "esporre" ogni anno detto prezzo (il Posted Price). Si vede come in questa fase il Posted Price è stabilito dalla Società, sia pure con un intervento critico dello Stato. Vedremo come, al riguardo, la situazione si ribalterà nel seguito.

4.3 DAL 57 AL 66.

Sotto la spinta dell'ingresso nell'industria petrolifera delle "Società Indipendenti" e delle Società Nazionali dei Paesi consumatori, che insidiano il monopolio delle Majors e ne diventano temibili concorrenti, gli Stati concedenti acquistano peso crescente nella gestione delle loro risorse petrolifere, partecipano più direttamente alla supervisione e conduzione delle operazioni ed acquisiscono quote sempre più consistenti dell'utile tecnico. Per un più efficace svolgimento di questo ruolo, gli Stati concedenti costituiscono le loro Società Nazionali.

Merita evidenziare, per inciso, che le Società Indipendenti nascono sull'onda del boom economico mondiale degli anni 60 e quindi di una domanda crescente di energia da petrolio; le Società Nazionali dei Paesi consumatori sorgono anche per pianificare le politiche di approvvigionamento energetico interno ai Paesi stessi.

E' di questo periodo l'affermarsi di formule contrattuali diverse dalla Concessione, varate sia per imprimere loro un'impronta giuridica più rispondente al principio della sovranità degli Stati concedenti (specie di quelli emergenti,

politicamente più sensibilizzati), sia per accrescere il prelievo di questi ultimi sull'utile dell'attività imprenditoriale. Nascono così i contratti di Production Sharing e di Servizio e si attuano prelievi più incisivi a favore dello Stato concedente, sia nell'ambito delle nuove formule contrattuali che della Concessione.

In termini di maggiori entrate, prende l'avvio una formula di ripartizione dell'utile tecnico che, nell'ambito della Concessione, prevede una ripartizione del 75% a favore dello Stato e del 25% per la Società (la cosiddetta formula Mattei del 75/25). Ciò si realizza sommando al prelievo fiscale del 50% l'aliquota del 50% degli utili netti attraverso la partecipazione all'attività imprenditoriale della Società Nazionale dello Stato concedente. Si citano al riguardo l'accordo AGIP/NIOC in Iran e quello IEOC/COPE in Egitto, che realizzano la formula suddetta attraverso la costituzione di società a capitale misto, detenuto al 50% da ciascuno dei due azionisti.

Con le formulazioni contrattuali suddette, si realizza inoltre l'obiettivo degli Stati concedenti grossi produttori di influenzare (ed in ultimo, di controllare) il mercato del greggio, attraverso un loro accesso a quote crescenti di produzione.

4.4 DAL 66 AL 73.

Sopravvivono le Concessioni, ma si vanno sempre più diffondendo i Production Sharing e i Contratti di Servizio. Cresce la partecipazione imprenditoriale dello Stato concedente (che porterà, in alcuni Paesi ed in epoche successive, all'estremo limite della nazionalizzazione), aumenta così il potere di condizionamento del mercato da parte dei grossi produttori, aumenta la pressione fiscale (tra l'altro, la Royalty non è più un anticipo d'imposta ma un costo deducibile nella determinazione

dell'imponibile) e, nell'ambito della Concessione, si instaura il principio del Posted Price fissato unilateralmente dallo Stato concedente. E' il periodo dei primi grossi successi del cartello OPEC, nel quale i Paesi del Golfo Persico e la Libia vedono accresciute le loro entrate in percentuali che vanno dal 45% all'85%. Frattanto i prezzi lievitano sotto la spinta di una domanda crescente fino a raggiungere valori intorno ai \$ 20/B sul mercato "Spot" (transazioni su partite singole), in concomitanza con la crisi di approvvigionamento determinata dalla guerra del Kippur del '73.

4.5 DAL '73 ALL'81.

Questo periodo segna la fine dell'energia da petrolio a basso costo, il cui prezzo iniziale era di poco superiore al dollaro per barile. Nell'ambito di una domanda ancora sostenuta (nonostante le politiche di risparmio energetico e di diversificazione delle fonti, attuate dai Paesi consumatori), i prezzi continuano a crescere ed il mercato è praticamente controllato dai Paesi OPEC; si parla di "mercato del produttore/venditore" a significare il potere di condizionamento esercitato dai Paesi grossi produttori del cartello. La situazione discende dal fatto che, nel '74 ad esempio, su una produzione mondiale di 56 milioni di B/G l'OPEC ne produce 31 milioni, di cui l'aliquota di gran lunga prevalente è direttamente controllata dalle Società Nazionali degli Stati concedenti. Un altro evento che fa rimbalzare i prezzi è la crisi iraniana del '79, con la quale si raggiungono punte di \$ 35/B nelle transazioni normali e di \$ 50/B sul mercato Spot. Cresce la bolletta petrolifera dei Paesi consumatori, ma nel contempo si inasprisce il prelievo fiscale operato dagli Stati concedenti sulle Società, allo scopo di contenere i superprofitti che queste ultime realizzerebbero nel contesto di prezzi così elevati. Si giunge a quella fiscalità OPEC

dell'85/20 (85% di imposta sul reddito, 20% di Royalty), con ricavi calcolati sulla base di un Posted Price sovradimensionato rispetto al Market Price. Si attua in alcuni Paesi produttori la nazionalizzazione dell'industria petrolifera. Le Società petrolifere orientano la loro attività esplorativa verso Paesi extra OPEC (anche se a potenziale petrolifero non ancora accertato), nei quali la pressione fiscale è meno pesante ed è consentito un maggiore accesso alla produzione, esigenza quest'ultima molto sentita dalle Società per l'alimentazione del loro ciclo petrolifero integrato a valle (raffinazione e distribuzione). Si accentua così l'esplorazione in aree dell'Africa nera, dell'Asia orientale e del sud-est asiatico, nonché del Mare del Nord dove vengono anche accelerati i progetti di sviluppo dei ritrovamenti ivi effettuati.

4.6 DALL'81 AD OGGI.

Si verifica in questo periodo un'inversione di tendenza nella struttura dei prezzi che è dovuta a due fattori: l'immissione sul mercato di quantità crescenti di greggio non OPEC, per un verso, e la politica di risparmio energetico e di diversificazione delle fonti di energia attuata dai Paesi consumatori, per l'altro. La disponibilità di grossi volumi di greggio proveniente dal Mare del Nord e da Paesi non facenti parte dell'OPEC allenta la tensione della domanda, creando una situazione di surplus sul mercato. Vi concorre una effettiva riduzione dei consumi di greggio (dell'ordine del 2 - 3% l'anno), quale conseguenza sia di un più razionale utilizzo dell'energia (riduzione dell'intensità energetica nel costo dell'unità di prodotto), sia il ricorso ad altri tipi di energia (gas, carbone, nucleare).

In una situazione di abbondanza dell'offerta, i Paesi OPEC tentano, in un primo tempo, di sostenere i prezzi elevati riducendosi al ruolo di "produttori marginali": mentre cresce il

volume di greggio di altra provenienza, essi riducono drasticamente la loro produzione per portarla a quel livello che serve a bilanciare l'offerta globale con la domanda globale.

I pesanti sacrifici derivanti da questa politica di contenimento della propria produzione (si ricordi che l'export complessivo dei Paesi del cartello è tutt'ora rappresentanto, per oltre il 90%, dal greggio), inducono l'OPEC a ripotenziare il suo ritmo produttivo ed a contribuire così all'indebolimento del mercato, col conseguente crollo del prezzo a \$ 10/B. Uno degli obiettivi perseguiti pare essere quello di mettere fuori mercato il greggio a più elevato costo tecnico (quello del Mare del Nord, ad esempio). La manovra riscuote scarsi risultati (quanto meno nel medio termine), i più elevati ritmi produttivi non incrementano sostanzialmente le entrate a causa del forte abbattimento del prezzo e l'OPEC decide di riallinearsi alla funzione di produttore marginale, attestandosi su un livello produttivo di 16 milioni di B/G circa. Il mercato tende a riequilibrarsi ed il prezzo si consolida fra i 16 e i 18 dollari al barile. La congiuntura, tutt'ora in atto, viene definita come "mercato del compratore".

Sul fronte dei termini economici dei contratti petroliferi, appare subito chiaro che quelli vigenti nel periodo dei prezzi elevati non reggono più in un contesto di prezzi fortemente ridimensionati. A meno di una loro revisione, nel senso di un alleggerimento del prelievo operato dallo Stato concedente, l'attività di esplorazione languirebbe, cosa che si è effettivamente verificata negli ultimi tre o quattro anni.

Nell'interesse di vedere riattivata l'esplorazione sui loro territori, gli Stati concedenti si mostrano ora disponibili a rivedere i termini contrattuali, soprattutto nella loro componente economica: molti contratti in essere vengono emendati alla luce della nuova struttura dei prezzi (che sembra doversi protrarre per parecchi anni ancora) ed i contratti nuovi ne tengono conto nella loro strutturazione.