

Dipartimento di Economia e Management Cattedra di Valutazioni d'Azienda

METODI DI VALUTAZIONE DELLE AZIENDE OIL&GAS

Relatore Prof. Onesti Tiziano

> Candidato Michele Lucio Ricci Matr. 662751

Correlatore
Prof. Alessandro Mechelli

Anno Accademico 2015/2016

Ringraziamenti

Un primo doveroso ma soprattutto sentito ringraziamento va al Prof. Tiziano Onesti, per la fiducia accordatami accettando il ruolo di Relatore per questo lavoro di tesi, per l'aiuto costante, la competenza e la sua pazienza.

Similmente ringrazio il Prof. Alessandro Mechelli e il Dott. Valerio Pieri per la cortesia e i validi consigli dedicati a sostegno di questa tesi.

Ringrazio inoltre il Dott. Luca Cencioni per la disponibilità e la pazienza avuta per avermi assistito nella redazione della parte contabile dell'elaborato.

Un ringraziamento speciale va alla mia famiglia senza il cui costante sostegno non sarei mai riuscito a completare i miei studi universitari.

Infine, ringrazio i miei amici, per la continua vicinanza e l'affettuoso supporto morale fornitomi durante questi anni.

Indice

1. I	ntro	duzioneduzione	6
2. ()il&;	gas industry	8
2.1	In	troduzione	8
2.2	Ca	tena del valore del settore oil&gas	8
2	.2.1	Upstream	9
2.2.2		Midstream	14
2	.3.1	Downstream	15
2.3	Pla	yers di mercato	17
2	.3.1	OPEC	21
2	.3.2	Mergers & Acquisitions market nel 2015 e possibili sviluppi futuri	22
2.4	Mo	ercato del petrolio e del gas	28
2	.4.1	Il mercato del petrolio	28
2	.4.2	Il mercato del gas	33
2.5	Co	nclusioni	40
3. N	1eto	di di determinazione del valore delle imprese oil&gas	42
3.1		troduzione	
3.2		etodi diretti di valutazione	
3	.2.1	Multipli di mercato del settore oil&gas	46
3	.2.2	Il procedimento applicativo del metodo dei multipli	49
3	.2.3	Problemi di applicazione	50
3.3	M	etodi indiretti di valutazione	52
3	.3.1	Discounted cash flow	53
3	.3.2	Adjusted Present Value	63
3	.3.3	Net Asset Value valuation	65
3	.3.4	Metodo Sum of The Parts	67
3	.3.5	L'analisi di sensitività e l'analisi per scenari	68
3	.3.6	La Monte Carlo simulation	70
3.4	M	etodo delle opzioni reali	73
3	.4.1	Nozioni di base	74
3	.4.2	Il modello Black-Scholes	77
3	.4.3	Valutazione di una riserva petrolifera	78
3	.4.4	Valutazione di un'impresa petrolifera con il metodo delle opzioni reali	80

3	3.5 C	onclusioni	81
4.	Prin	cipi contabili statunitensi ed internazionali applicati dalle imprese oil&gas .	85
4	4.1 In	troduzione	85
4	4.2 D	isciplina contabile US GAAP	86
	4.2.1	Successful efforts method	87
	4.2.2	Full cost method	92
	4.2.3	Successful efforts method e full cost method a confronto	93
	4.2.4	Riserve di idrocarburi e relativa informativa	96
	4.2.5	Oneri per il ripristino ambientale	99
4	4.3 P	rincipi contabili internazionali	101
	4.3.1	Attività di esplorazione e valutazione	101
	4.3.2	Attività di sviluppo e produzione	105
	4.3.3	Informativa relativa alle riserve di idrocarburi	
	4.3.4	Oneri per il ripristino ambientale	107
4	4.4 C	onclusioni	107
5.	Conc	clusioni	.110
Bil	bliogra	ıfia	115

1. Introduzione

Il tema della valutazione aziendale acquista ogni giorno sempre più un'importanza centrale sia a livello di elaborazione teorica che di applicabilità professionale.

La valutazione d'azienda viene effettuata in un ampio ventaglio di situazioni e prevalentemente in occasione di operazioni straordinarie quali fusioni, acquisizioni, scissioni e così via.

Il presente lavoro di tesi ha come obiettivo quello di analizzare i principali metodi utilizzati nella valutazione delle imprese che operano nel settore oil&gas.

Al fine di effettuare una valutazione quanto più razionale possibile, è necessario comprendere le attività che vengono svolte dalle compagnie petrolifere e il funzionamento del mercato del petrolio e del gas.

Nel secondo capitolo del seguente elaborato verrà quindi definita la catena del valore del settore oil&gas; saranno esaminate le attività che rientrano nei sub-settori *upstream*, *midstream* e *downstream*.

In seguito saranno analizzati gli attori di mercato, i quali verranno classificati in *International Oil Company*, *National Oil Company* e *Indipendent Oil Company*, e l'OPEC, l'organizzazione inter-governativa detentrice dell'81% delle riserve mondiali di idrocarburi.

Nella seconda parte del capitolo, l'attenzione si sposterà sullo studio del mercato delle acquisizioni e delle fusioni avvenute nel corso del 2015 e sul funzionamento del mercato del petrolio e del mercato del gas.

Effettuata questa panoramica generale del settore e del mercato, il lettore sarà in grado di meglio comprendere i modelli utilizzati nella pratica per la valutazione delle imprese petrolifere.

Il capitolo centrale ha infatti l'obiettivo di analizzare i modelli che consentono di effettuare delle congrue valutazioni delle aziende di idrocarburi, quali sono le difficoltà che gli analisti finanziari incontrano in tale processo e i punti di forza e di debolezza nonché le eventuali forzature teoriche di ciascun modello.

Verranno innanzitutto esaminati i principali moltiplicatori di mercato, specifici per le imprese petrolifere, utilizzati nella valutazione tramite i metodi diretti. In seguito, saranno passati in rassegna i metodi indiretti, in particolare il *Discounted Cash Flow*, l'*Adjusted Present Value*, il *Net Asset Value* e il metodo *Sum of The Parts*.

Oltre a questi metodi tradizionali, saranno oggetto di studio altri due modelli utilizzati nel processo di valutazione delle E&P *company*: il modello basato sull'applicazione della simulazione Monte Carlo e il modello delle opzioni reali.

Il valutatore, al fine di considerare contemporaneamente una vasta gamma di valori e un ventaglio di possibili scenari, ricorre all'analisi di sensitività e/o all'analisi di scenario, entrambe approfondite nel terzo capitolo.

Il quarto capitolo della tesi si occupa dei diversi sistemi contabili relativi all'attività petrolifera.

Comprendere le differenze tra i principi contabili statunitensi e i principi contabili internazionali è un requisito necessario se si vuole ottenere una corretta stima del valore economico aziendale.

Il metodo contabile scelto dalla società influisce sull'entità dell'utile netto e dei sui flussi di cassa. Pertanto, quando si valutano le aziende oil&gas, il sistema contabile utilizzato è di considerevole importanza nel processo di stima del capitale economico aziendale.

Nel quarto capito, saranno oggetto di analisi i due approcci contabili impiegati dalle imprese petrolifere che adottano gli US GAPP: il metodo *successful efforts* e il metodo *full cost*. Questi due approcci si differenziano per il trattamento delle spese relative all'esplorazione e lo sviluppo di nuove riserve di petrolio e di gas naturale.

Gli IAS/IFRS invece, per molti anni non hanno dedicato alcun principio alle attività di esplorazione delle risorse minerarie; solo nel 2006 hanno deciso di emanare lo IFRS 6, anche se tale disciplina risulta essere per molti aspetti lacunosa.

Le altre aree contabili che verranno trattate nel quarto capitolo, sia nella disciplina statunitense che internazionale, sono: l'ammortamento e la svalutazione delle immobilizzazioni materiali ed immateriali, le riserve di idrocarburi e la relativa informativa, gli oneri per il ripristino ambientale.

2. Oil&gas industry

2.1 Introduzione

Il seguente capitolo ha come obiettivo principale quello di mostrare il funzionamento e la struttura dell'articolato settore oil&gas, presentando una panoramica generale che consenta una miglior comprensione dei capitoli successivi della tesi.

La prima parte del capitolo è volta a definire la catena del valore del settore oil&gas. In particolare suddivideremo il settore nei sub-settori dell'*upstream*, del *midstream* e del *downstream*.

Analizzeremo poi le attività che vengono svolte in ciascun sub-settore: l'esplorazione e l'*appraisal*, lo sviluppo e la produzione nell'*upstream*, il trasporto e lo stoccaggio nel *midstream*, infine le attività di rigassificazione e raffinazione, il marketing e la vendita nel sub-settore *downstream*.

Si procederà con l'analisi degli attori di mercato, distinguendoli in: *International Oil Company*, società private che operano a livello internazionale e lungo tutta la catena del valore; *National Oil Company*, compagnie pubbliche dei Paesi ricchi di giacimenti petroliferi; *Indipendent Oil Company*, imprese indipendenti di dimensioni relativamente ridotte e operanti maggiormente nel settore dell'*upstream* o del *downstream*.

Un sotto paragrafo verrà dedicato all'OPEC, l'organizzazione inter-governativa detentrice dell'81% delle riserve di petrolio mondiali che ha la funzione di coordinare le politiche petrolifere tra i Paesi membri al fine di definire a livello mondiale il prezzo del petrolio.

Si passerà in rassegna il mercato delle acquisizioni e delle fusioni nel 2015 nonché il suo possibile sviluppo futuro, conducendo un'analisi suddivisa per ciascun sub-settore.

In seguito l'attenzione si incentrerà sullo studio del mercato del petrolio, esaminando il suo funzionamento, le maggiori borse internazionali del commercio del petrolio e dei prodotti petroliferi e i principali fattori che influenzano il prezzo del greggio.

Infine, analizzeremo il funzionamento del mercato del gas, la sua domanda e offerta globale sia attuale che futura e la struttura del mercato del gas statunitense, europeo e asiatico.

2.2 Catena del valore del settore oil&gas

Il settore oil&gas comprende un differente numero di attività e processi che unitamente contribuiscono alla trasformazione delle risorse petrolifere in prodotti finiti, destinati alle imprese e ai consumatori finali. Queste attività sono collegate tra loro e possono essere realizzate all'interno di una stessa impresa o tra imprese differenti, all'interno di uno stesso Paese o in più Paesi.

La catena del valore di Porter, può essere riferita a singole imprese, a *cluster* di imprese interconnesse tra loro oppure ad un determinato settore. In questo caso, si prenderà in considerazione la catena del valore del settore petrolifero la quale si articola nelle seguenti fasi:

- *Upstream*, che racchiude le attività di esplorazione e *appraisal*, di sviluppo e di produzione;
- *Midstream*, nella quale si effettua il trasporto e lo stoccaggio del petrolio e del gas;
- *Downstream*, nella quale si svolgono le attività di rigassificazione del gas e raffinazione del petrolio nonché il marketing e la vendita degli idrocarburi.

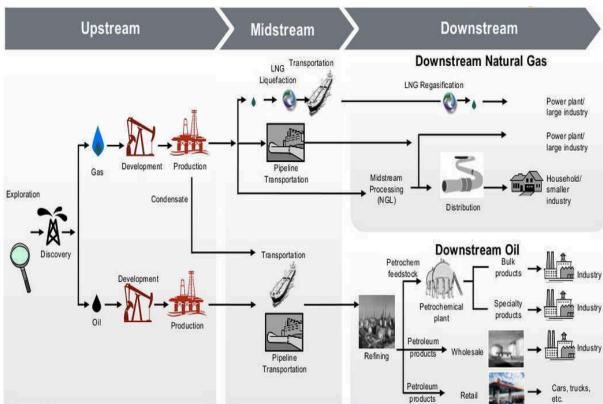


Figura n.1 - Fasi della catena del valore del settore oil &gas

Fonte: Metso global website

Di seguito analizziamo nel dettaglio le diverse attività sopra citate.

2.2.1 Upstream

La prima attività della catena del valore è quella di esplorazione e *appraisal* (o valutazione) delle aree idonee alla produzione del petrolio e/o gas. Dopo questa fase, i giacimenti di petrolio vengono sviluppati e in seguito si procede all'estrazione del petrolio

e del gas. Queste attività sono generalmente chiamate attività di esplorazione e produzione (E&P) o attività di *upstream*.

Connessi all'attività di E&P vi sono numerosi servizi ausiliari denominati in inglese *oilfield services*, come i sondaggi esplorativi, i rilievi geologici e geofisici, l'acquisizione di dati sismici, la fornitura delle attrezzature.

2.2.1.1 Esplorazione ed appraisal

La fase di esplorazione e valutazione riguarda lo studio di tutte le informazioni geografiche e geologiche del sito considerato. Questo processo coinvolge sia imprese di servizi per il settore petrolifero indipendenti, sia imprese integrate e si divide in due fasi:

Fase di sondaggio: si occupa dello studio della composizione geologica del territorio dove è posto il potenziale sito di estrazione. Ha la funzione di individuare la presenza di idrocarburi e riduce i costi di perforazione dei pozzi improduttivi (ovvero pozzi che contengono una quantità di idrocarburi economicamente insufficiente da estrarre). Le perforazioni preliminari possono costare milioni di dollari, quindi le attività di sondaggio sono degli investimenti essenziali.

Ci sono due diversi tipi di sondaggi. I sondaggi geologici, meno costosi ma anche meno precisi, e i sondaggi sismici, che utilizzano le onde sonore. Questi ultimi sono il più importante strumento per individuare e mappare i potenziali siti petroliferi e sono l'unico mezzo utilizzabile per ottenere informazioni dettagliate sulle aree marine potenzialmente perforabili.

Le imprese che operano nella fase di esplorazione utilizzano sempre più tecniche di modellizzazione integrate, le quali permettono di avere un panorama dei differenti scenari di produzione.

Processare ed interpretare i dati raccolti da questi modelli è un processo molto complesso che può durare anche più di tre anni.

■ Fase di perforazione preliminare: l'unico modo per essere certi della presenza del petrolio e del gas è perforare. Nonostante i modelli e le tecnologie utilizzate per il sondaggio dei siti diventano sempre più sofisticate, tre pozzi su quattro non contengono sufficiente quantità di idrocarburi per essere considerati produttivi.

2.2.1.2 Sviluppo

Per sviluppo di un pozzo petrolifero si intende l'istallazione delle infrastrutture richieste per l'estrazione e la raccolta del petrolio e del gas.

L'obiettivo di questa fase è quella di perforare l'area target nel modo più efficiente possibile.

L'estrazione del petrolio è un'operazione che richiede delle competenze elevate e che viene molto spesso condotta in zone remote e di difficile operabilità, sia *onshore* (all'interno della costa, in terraferma) che *offshore* (in mare aperto).

Grossomodo a livello globale, un terzo del petrolio è estratto in siti *offshore* come quelli nel Mare del Nord, nel Golfo Persico e nel Golfo del Messico.

2.2.1.3 Produzione

La fase di produzione riguarda la continua estrazione di idrocarburi e la loro preparazione per il trasporto. Malgrado sia un'attività capital intensive, questa parte della catena del valore genera il più elevato tasso di rendimento.

Per quanto riguarda il gas, il suo processo di produzione consiste nell'estrarre i prodotti petroliferi pesanti e le impurità (acqua, altri gas, sabbia) dal gas diretto alla vendita.

Preliminarmente alla fase di produzione, le imprese oil&gas devono acquisire i diritti di estrazione dagli Stati produttori tramite negoziazioni e offerte.

Un contratto governativo conferisce all'impresa che lo sottoscrive il diritto di esplorare in una specifica area e definisce come i profitti devono essere suddivisi tra lo Stato e l'azienda.

Le tipiche tipologie contrattuali di produzione stipulate nel settore oil&gas sono:

✓ Concession agreement: questo contratto conferisce all'impresa che lo stipula il diritto di esplorare ed estrarre petrolio e gas per un periodo di tempo stabilito. L'impresa paga allo Stato una percentuale fissa del profitto realizzato (royalty) e lo Stato in cambio viene escluso da ogni coinvolgimento nel progetto.

Le *royalty* sono quindi un'aliquota della produzione, o del suo controvalore in denaro, che le società petrolifere devono corrispondere allo Stato. Queste possono basarsi sul prezzo di mercato delle commodity, sull'ammontare dei ricavi lordi realizzati dall'attività oppure sull'ammontare della produzione ottenuta e la loro aliquota può essere fissa o variabile.

Alcuni Paesi utilizzano prezzi *ad hoc* per definire le *royalty*. Questi prezzi sono rivisti periodicamente e sono legati all'andamento dei prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali, applicando però delle deduzioni o delle maggiorazioni in base alla diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto al greggio o al gas di riferimento.

Questa è la più antica forma di contratto di produzione diffusa nel settore.

E' una forma contrattuale vantaggiosa per i Paesi in via di sviluppo, in quanto risulta essere meno complessa rispetto alle altre e quindi richiede un minor

supporto professionale e delle competenze meno specializzate. Inoltre, tutti i rischi finanziari legati allo sviluppo del sito produttivo, compresi i costi di estrazione, sono a carico dell'impresa petrolifera.

Tuttavia, poiché non vi è un'adeguata conoscenza del potenziale della zona data in concessione, per via dei limiti degli strumenti di sondaggio, lo Stato non riuscirà a massimizzare i sui ritorni.

✓ *Joint venture* (JV): le *joint venture* sono degli accordi presi tra uno o più Stati produttori e una o più compagnie petrolifere, che prevedono la creazione di una nuova società al fine di raggiungere uno scopo comune.

Questa forma di collaborazione può essere adottata per operare in una singola fase del progetto o per l'intero progetto.

Gli aspetti più discussi ed oggetto di controversia tra le parti sono solitamente:

(i) la quota di proprietà che dovranno detenere i partecipanti nella società di nuova costituzione; (ii) a chi spetterà il controllo delle operazioni e (iii) in che modo verrà ripartito il rischio tra le parti.

Non sempre viene richiesto a tutti i partecipanti di fornire capitale come parte dei loro impegni di *joint venture*.

Vi sono, ad esempio, accordi di *non-equity*, in cui gli Stati produttori stipulano questi tipi di accordi al fine di ottenere servizi tecnici e esperienza tecnologica (*know-how*) che non detengono internamente.

Per un governo, l'unico vantaggio di un contratto di JV è la possibilità di utilizzare le competenze e le capacità di una grande impresa petrolifera.

Tuttavia, i rischi e i costi del progetto dovranno essere condivisi, rendendo il governo ospitante un partecipante e responsabile diretto (anche per eventuali danni ambientali) del processo di estrazione.

Inoltre, un contratto di JV richiede delle intense e complicate negoziazioni e quindi elevati costi di consulenza che lo Stato dovrà sostenere.

✓ Production sharing contract (PSC): l'impresa paga una imposta (signature bonus) e accetta di investire un determinato ammontare di denaro per sostenere tutte le attività di esplorazione e sviluppo del campo nel quale sta operando (cost oil), per un determinato periodo di tempo. I ricavi derivanti dal progetto di produzione (profit oil) sono connessi sia al prezzo del petrolio sia ai livelli di produzione e sono divisi tra lo Stato e l'impresa petrolifera.

Generalmente alla compagnia petrolifera va una percentuale di *profit oil* di circa il 20%, anche se molto spesso vengono stabilite delle "scale mobili" e la ripartizione dei profitti avviene in modo progressivo sulla base della produzione ottenuta dal progetto.

I rischi finanziari, esplorativi e di sviluppo vertono tutti sulla società petrolifera che dovrà condurre le attività operative e che, dovrà quindi

sopportare il rischio della perdita del proprio investimento nel caso in cui il campo risulti non essere produttivo. In nessun caso è prevista la possibilità di rimborso dell'investimento effettuato. In questo modo, il governo ospitante sostiene al massimo dei costi opportunità ma mai una perdita.

La particolarità dei PSC sta nel fatto che la direzione delle operazioni e la responsabilità per la gestione delle relative attività è nella mani dello Stato produttore (cosiddetta *management clause*).

I PSC sono i contatti più utilizzati per via della flessibilità della loro formula contrattuale, tant'è che rispetto allo schema originario, molti Paesi introducono varianti al fine di armonizzare questo modello contrattuale al proprio sistema giuridico.

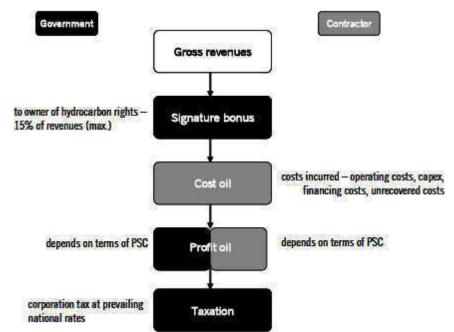


Figura n.2 - Struttura generica di un production sharing contract

Fonte: Citigroup Investment Research

I PSC sono la tipologia di contratti maggiormente utilizzata nei Paesi non OCSE e i termini di produzione variano da progetto a progetto. Una considerazione importante da fare riguarda i ridotti ritorni che le imprese ricevono in caso di aumento del prezzo del petrolio rispetto a quelli che invece ottengono le imprese che stipulano i *concession agreement*.

✓ Service Contract (SC): con questo contratto il Paese ospitante continua a detenere la titolarità dei diritti minerari nell'area oggetto di contratto e affida alcune operazioni connesse all'attività di esplorazione, sviluppo e/o produzione ad imprese estere, dietro il versamento di un corrispettivo predefinito (flat fee) oppure commisurato alla produzione.

La compagnia estera agisce quindi come appaltatore dei lavori (*general contractor*) e, in nome e per conto dello Stato produttore, effettua tutte le operazioni necessarie alla realizzazione del progetto.

Vi sono due tipologie di SC: con o senza rischio. Nel primo caso, la società estera finanzia integralmente l'intera attività con l'assunzione del rischio che, in caso di assenza di idrocarburi o di idrocarburi economicamente non producibili, non riceverà alcuna remunerazione o rimborso da parte dello Stato

In questo caso, la distinzione tra PSC e SC con rischio risiede nella natura del pagamento, poiché nel PSC la remunerazione è rappresentata dalla percentuale di *commodity* ottenuta, mentre nel SC il pagamento avviene in maniera monetaria. Tuttavia, nel corso degli anni questa distinzione è divenuta sempre più sottile per via dell'elevata flessibilità di entrambe le forme contrattuali.

In caso di SC senza rischio, l'ammontare dei costi sostenuti verrà considerato come un prestito concesso al Paese ospitante e il suo rimborso avverrà, il più delle volte, in maniera monetaria. La compagnia petrolifera quindi riceverà un compenso prefissato per aver messo a disposizione le proprie competenze e il proprio *know-how* al fine di condurre le attività di esplorazione, sviluppo e produzione.

I Paesi ospitanti adottano queste due tipologia contrattuali al fine di sopperire alla mancanza di competenze tecniche e tecnologiche necessarie allo svolgimento delle attività esplorative e produttive.

2.2.2 Midstream

Il trasporto e lo stoccaggio del petrolio e del gas sono le fasi della catena del valore che rientrano nelle attività di *midstream*.

Dal sito produttivo, il greggio e il gas devono essere trasportati negli appositi impianti di raffinazione e da questi vengono poi distribuiti sul mercato.

Questi possono essere stoccati a diversi punti lungo la catena del valore per una serie di ragioni, tra cui:

- o rispondere in tempo reale alle richieste del mercato;
- o assicurare un elevato margine di elasticità alla gestione delle strutture produttive e di trasporto;
- assicurare il mantenimento di riserve strategiche da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali;
- o effettuare attività speculative.

Il greggio viene immagazzinato in serbatoi di grande diametro ed è trasportato attraverso *pipeline*, camion, treni e petroliere per essere raffinato.

Tra le *pipeline* di lunga distanza più conosciute vi sono la "Druzhba pipeline", che connette la Russia all'Europa, e la "Baku-Tbilisi-Ceyhan pipeline", che connette il Mar del Caspio al Mar Mediterraneo.

Per i trasposti intercontinentali tuttavia, il mezzo di trasporto più utilizzato sono le petroliere.

Molti dei porti di esportazione chiave sono locati nelle vicinanze delle più importanti regioni che producono petrolio: per esempio, il Saudi Arabia's Ras Tanura nel Golfo Persico è il più grande impianto *offshore* di carico del petrolio al mondo, con una capacità di circa 6 milioni di barili al giorno.

Dopo aver completato il processo di raffinazione, il trasporto su gomma è il mezzo più utilizzato per la distribuzione dei prodotti petroliferi, ma esiste anche una vasta rete di *product pipeline* in diverse regioni del mondo.

Il gas naturale invece può essere stoccato sottoterra in giacimenti esauriti, in acquiferi profondi¹ e in miniere non più utilizzate o cavità ricavate in formazioni saline sotterranee. Il trasporto del gas dipende dallo stato in cui si trova. Il gas naturale può essere trasportato sia attraverso *pipeline* che camion cisterna.

Se si tratta invece di gas naturale liquefatto², il suo trasporto avviene attraverso serbatoi appositamente progettati al fine di mantenere le temperature richieste per tenere il gas allo stato liquido.

2.3.1 Downstream

Nel sub-settore *downstream* rientrano le attività di raffinazione del petrolio e di rigassificazione del gas naturale, necessarie per la trasformazione degli idrocarburi estratti in prodotti finiti. I prodotti realizzati sono poi distribuiti e venduti direttamente ai clienti industriali oppure ai consumatori retail.

La rigassificazione è il processo attraverso il quale il GNL viene riconvertito in gas. Questa attività è condotta nei porti di sbarco dove il gas viene poi distribuito ai consumatori attraverso i gasdotti. I terminali di rigassificazione sono molto costosi e

_

¹ Strutture porose nelle quali il gas viene iniettato spiazzando l'acqua esistente; impianti di questo tipo sono presenti in Francia, USA, Canada.

² Il gas naturale liquefatto (GNL o LNG, dall'inglese *liquefied natural gas*) si ottiene sottoponendo il gas naturale, dopo opportuni trattamenti di disidratazione e depurazione, a successive fasi di raffreddamento e condensazione. La tecnologia di liquefazione permette di ridurre il volume specifico del gas di circa 600 volte rispetto alle sue condizioni standard, consentendo, a costi competitivi, il suo stoccaggio e trasporto in spazi considerevolmente ridotti.

hanno un basso tasso di rendimento. Sono generalmente di proprietà degli acquirenti del gas, tra i quali le compagnie di generazione e distribuzione dell'energia elettrica e del gas.

La raffinazione del petrolio è un processo che separa le molecole di idrocarburi presenti nel petrolio greggio e le converte in prodotti finiti più pregiati.

Il ruolo della fase di raffinazione del petrolio è trasformare il greggio in prodotti che vengono consumati quotidianamente come il gasolio, la benzina, il jet/kerosene, la nafta, ecc.

Per via della loro composizione chimica, diversi tipi di greggio producono diversi tipi di prodotti.

La raffinazione è un business globale e altamente ciclico, la cui reddittività è sensibile ai cambiamenti marginali della domanda e dell'offerta. La misura principale della reddittività è il margine di raffinazione lordo (GRM), che viene calcolato come la differenza tra i ricavi ottenuti dalla vendita dei prodotti realizzati e il costo delle materie prime, della manodopera e dei costi di manutenzione, ma escludendo i costi non monetari (ammortamenti e accantonamenti).

Sebbene il margine di raffinazione sia diverso per ogni sito, le raffinerie della stessa regione tendono ad avere margini simili, dati gli stessi prezzi dei prodotti venduti, la stessa tipologia di greggio estratto e le stesse tecnologie di estrazione utilizzate.

I quattro più importanti margini di riferimento sono il Golfo US, l'Europa Nord Occidentale, il Mediterraneo e Singapore.

La fase di marketing invece, si occupa della distribuzione e vendita dei prodotti finiti, sia attraverso il commercio all'ingrosso che commercio al dettaglio.

Nel primo caso il prodotto petrolifero viene venduto ai grandi distributori, alle imprese generatrici di energia elettrica, alle grandi imprese commerciali e agli speculatori attraverso contratti di lungo termine. Nel secondo caso la vendita è basata su transazioni spot.

I carburanti dei veicoli stradali sono venduti nei distributori e stazioni di servizio, il gasolio per il riscaldamento è solitamente consegnato ai consumatori residenziali e industriali, il kerosene è distribuito direttamente alle compagnie aeree e agli aeroporti.

Questa parte della catena del valore del settore oil&gas è quella più competitiva e ha dei margini di profitto minori rispetto agli altri segmenti. Tuttavia il marketing genera dei flussi di ricavi più stabili di quelli prodotti dalla fase di raffinazione e dalle attività di downstream. Inoltre la redditività delle stazioni di servizio è ulteriormente rafforzata dalle crescenti vendite dei prodotti di largo consumo.

Il margine di marketing è la misura più utilizzata per analizzare questa parte del settore e viene calcolato come differenza tra il prezzo al quale il dettagliante paga i prodotti petroliferi e i ricavi che questo riceve dalla vendita dei prodotti. Il margine di marketing è espresso in termini di dollaro per barile e dipende sostanzialmente dal prezzo, dalla posizione, dalla qualità del petrolio e dalla stagionalità.

2.3 Players di mercato

L'industria petrolifera nasce nella seconda metà dell'800 negli Stati Uniti.

Nel 1870 nasce la prima compagnia petrolifera, la Standard Oil of New Jersey del giovane John Davison Rockefeller, la quale diventerà anni dopo la più grande compagnia petrolifera a livello mondiale. La compagnia di Rockefeller riuscì ad acquisire una posizione monopolistica, arrivando a controllare fino al 90% del mercato petrolifero degli Stati Uniti. Tuttavia, con l'introduzione delle leggi antitrust (*Sherman Act*), nel 1911 la Standard Oil venne smembrata in 34 diverse società, alcune delle quali continuano ancora oggi ad avere un ruolo influente all'interno del settore.

Successivamente, fino agli anni '70, l'industria petrolifera, in seguito all'internazionalizzazione dei mercati, fu caratterizza dalla presenza di società significativamente influenti (le cosiddette *supermajor*), tanto da meritarsi il neologismo di sette sorelle da parte di Enrico Mattei.

Intorno agli anni '50 nei Paesi produttori-esportatori di petrolio nacquero le *National Oil Company*³, società caratterizzate da una totale partecipazione pubblica.

Inizialmente, il ruolo delle NOCs era ancora di secondo piano; infatti si limitavano a gestire gli interessi petroliferi nazionali lasciando l'esecuzione delle attività operative alle *major*.

Fu solo tra la fine degli anni Sessanta e l'inizio degli anni Settanta che le NOCs iniziarono ad acquisire un ruolo di rilievo sul mercato. In questi anni si verificò una crescente presa di coscienza da parte dei Paesi produttori che portò ad una inversione dei ruoli e dei poteri all'interno del mercato del petrolio.

Difatti, dopo il 1970, le posizioni di dominio nell'industria cambiarono sensibilmente. In seguito all'espansione dei concorrenti e alla nazionalizzazione di gran parte delle loro attività, le sette sorelle persero il ruolo di "regine" del mercato.

Attualmente, i principali operatori del settore si possono dividere in diverse categorie:

- a) *International Oil Company*⁴: termine utilizzato per indicare le *supermajor* di un tempo. Sono compagnie private (in genere *public company*) che operano a livello internazionale in tutte le fasi della catena del valore e con elevati livelli di produzione ma con quantità di riserve non paragonabili a quelle detenute dalle NOCs. Rientrano in questa categoria Exxon, BP ecc.
- b) *National Oil Company*: compagnie di proprietà o compagnie controllate dai governi dei Paesi ricchi di giacimenti petroliferi. Le NOCs detengono circa il 90% delle riserve mondiali di petrolio.

.

³ Anche indicata con la sigla NOC.

⁴ Di seguito definito con la sigla IOC.

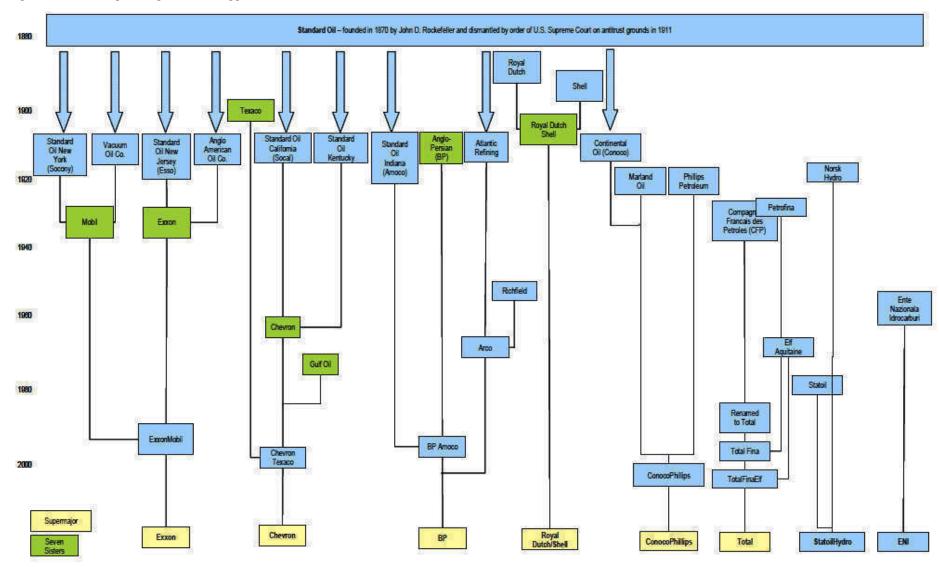
Delle 20 imprese petrolifere più grandi, in termini di riserve di petrolio e gas, sedici sono NOC. Saudi Aramco, la più grande, detiene delle riserve dieci volte più grandi di quelle della Exxon.

Cinque di queste compagnie formarono nel 1960 l'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio, più comunemente chiamata OPEC, che verrà tratta in seguito.

c) *Indipendent Oil Company*: oltre le IOC e NOC, l'industria dell'oil&gas vede la presenza di imprese indipendenti, caratterizzare da dimensioni significativamente più ridotte (rispetto alle precedenti), da un assetto organizzativo parzialmente integrato e in genere sbilanciato nelle fasi di *upstream* (*E&P company*) o *downstream* e da una contenuta diversificazione geografica e produttiva con focalizzazione sul mercato nazionale.

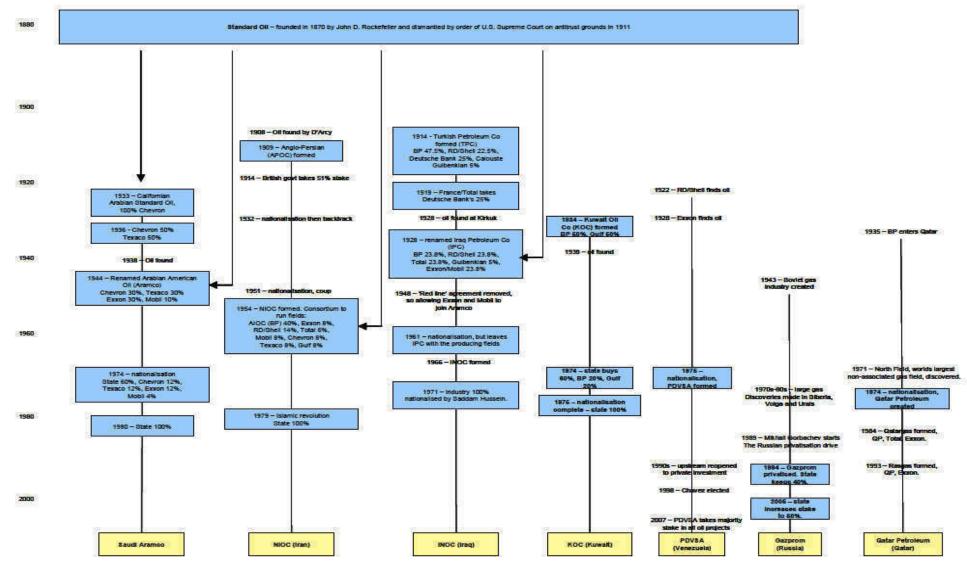
Sono molto diffuse negli USA e per le attività di *upstream* sono molto attive in progetti ad elevato rischio. Invece, per quanto riguarda le attività di *downstream*, la maggior parte delle imprese indipendenti opera in Paesi a più altro consumo di energia.

Figura n.3 - Albero genealogico delle maggiori IOC



Fonte: Deutsche Bank

Figura n.4 - Albero genealogico delle maggiori NOC



Fonte: Deutche Bank

2.3.1 **OPEC**

L'OPEC è una organizzazione inter-governativa creata nel settembre del 1960 da cinque membri fondatori: Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela. Nel corso degli anni altri Paesi si sono uniti, fino ad arrivare attualmente ad un numero di quattordici membri

Nei primi anni della sua esistenza, il limitato coordinamento tra gli Stati membri e il predominio delle compagnie petrolifere internazionali ha fatto sì che l'influenza dell'OPEC sui mercati del petrolio e sul prezzo dello stesso fosse limitata.

Tuttavia, dato il basso prezzo del petrolio dei primi anni '70 e la convinzione che le politiche di produzione seguite dalle major internazionali avessero portato dei rendimenti minimi per i Paesi produttori di petrolio, gli Stati membri hanno iniziato a rinazionalizzare le loro riserve petrolifere e far valere la loro forza collettiva. Fu così che nel 1971 la Libia cacciò letteralmente la multinazionale BP dal suo territorio; seguirono analoghe iniziative in altre nazioni produttrici.

L'obiettivo dell' OPEC è stato, sin dalla sua creazione, quello di "coordinare e uniformare le politiche petrolifere tra i Paesi membri al fine di garantire prezzi stabili e equi per i produttori di petrolio; una efficiente, economica e regolare fornitura di petrolio per i Paesi consumatori; e una congrua remunerazione per coloro che investono nel settore"⁵.

In sostanza, l'OPEC definisce il livello di offerta che è necessario per mantenere il mercato in equilibrio e il prezzo del petrolio entro un intervallo predeterminato.

Composto dai ministri del petrolio e dell'energia dei Paesi membri, il cartello si riunisce almeno due volte l'anno per valutare e rivedere le esigenze correnti del mercato del petrolio e modificare, se necessario, il livello di produzione. A seconda delle condizioni del mercato, le riunioni possono essere anche più frequenti.

Attraverso degli accordi collettivi, ad ogni Stato membro è assegnata una quota di produzione, ovvero la quantità di petrolio che ciascuna nazione si impegna a produrre. Anche se l'OPEC non ha mai definito ufficialmente come queste quote vengano assegnate, si crede che vengano attribuite sulla base delle riserve provate possedute da ogni Paese. Tuttavia, poiché l'OPEC non ha il potere di costringere i suoi membri a rispettare le proprie quote, ma si basa invece sul loro reciproco rispetto, nel corso degli anni diversi Stati membri hanno prodotto ben al di sopra o al di sotto della loro quota ufficiale.

I Paesi membri devono definire all'unanimità la quantità massima di produzione da realizzare e l'allocazione della stessa. È inoltre importante ricordare che ogni Stato mantiene la sovranità assoluta sulla sua produzione di petrolio. Tuttavia, va notato che il

_

⁵ Testo tradotto dal sito ufficiale dell'OPEC: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm.

netto predominio dell'Arabia Saudita sugli altri Paesi membri, in termini di produzione e riserve, rende necessario il suo consenso per il successo o meno di qualsiasi proposta.

La capacità dell'OPEC di influenzare il prezzo del petrolio riflette la sua posizione dominante sulle riserve mondiali (81% nel 2015) e la sostanziale e crescente quota mondiale di idrocarburi che è rappresentata dai suoi membri e, di conseguenza, l'impatto che i cambiamenti della loro politica di produzione possono avere sulla fornitura mondiale di idrocarburi.

OPEC share of world crude oil reserves, 2015 ■ Algeria ■ Angola ■ Ecuador Gabon Indonesia IR Iran ■ Iraq ,213.4 billion barrels Kuwait 81% Líbya Nígeria Qatar Saudi Arabia ■ United Arab Emirates Venezuela OPEC proven crude oil reserves, at end 2015 (billion barrels, OPEC share) 300.88 24.8% Kuwait 101.50 8.4% Qatar Venezuela 25.24 2.1% Indonesia 3.23 0.3% Saudi Arabia 266.46 22.0% United Arab Emirates 97.80 8.1% Algeria 12.20 1.0% Gabon 2.00 0.2% IR Iran 158.40 13.1% Libya 48.36 4.0% Angola 9.52 0.8% 0.7% 142.50 11.7% Nigeria Iran 37.06 3.1% 8.27 Ecuador

Figura n.5 - Quota mondiale di riserve di petrolio detenute dall'OPEC nel 2015

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2016

2.3.2 Mergers & Acquisitions⁶ market nel 2015 e possibili sviluppi futuri

Il primo trimestre del 2015 ha visto il minor numero di offerte dal 2012. Il mercato delle fusioni e acquisizioni ha segnato solo 74 deal in questo periodo, considerando il subsettore dell'*upstream*, del *midstream*, del *downstream* e dei servizi petroliferi. Il numero di *deal* è aumentato nel secondo e terzo trimestre, per scendere nuovamente nel quarto trimestre (solo 94 transazioni). L'unico accordo che ha segnato il 2015 è stata l'acquisizione di BG Group da parte di Shell, conclusa ad un prezzo pari a 47 miliardi di sterline.

Quando il prezzo del petrolio è iniziato a scendere nella seconda metà del 2014, molti esperti si aspettavano un aumento del numero di M&A. Le imprese a corto di liquidità avrebbero avuto bisogno di monetizzare i propri asset, gli investitori avrebbero trovato

22

⁶ In italiano mercato delle fusioni e acquisizioni, anche riportato con la sigla M&A.

troppo rischioso finanziare le imprese e le banche avrebbero richiesto tassi troppo elevati. Questa situazione avrebbe portato le imprese petrolifere a dismettere tutto o parte delle proprie attività. Tuttavia, questo scenario non si è verificato.

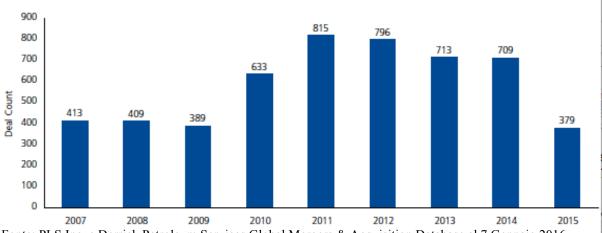
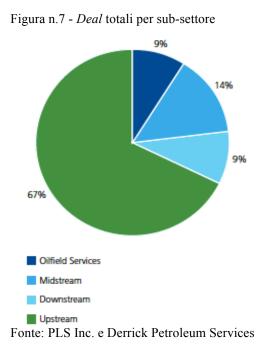


Figura n.6 - Numero di deal conclusi dal 2007 al 2015

Fonte: PLS Inc. e Derrick Petroleum Services Global Mergers & Acquisition Database al 7 Gennaio 2016

Dei sub-settori, l'*upstream* è stato il più attivo, rappresentando circa i due terzi del numero di *deal* e circa la metà del valore totale delle transazioni. Il secondo settore più attivo è stato il *midstream*, che ha concluso il 2015 segnando il 14 percento del numero delle offerte e il 33 percento del valore totale.

In termini di accordi regionali, il Nord America è rimasta l'area territoriale più attiva per il mercato M&A, seguita dall'Europa e Asia. Gli Stati Uniti ed il Canada combinati, hanno rappresentato il 68 percento delle offerte concluse nell'anno, anche se, in termini di valore, data l'acquisizione di BG da parte di Shell, l'Europa detiene il primato.



Di seguito analizzeremo nel dettaglio il mercato delle acquisizioni e delle fusioni dei diversi sub-settori.

2.3.2.1 *Upstream*

L'attività del mercato delle acquisizioni e delle fusioni nel 2015 è stato inferiore, in termini sia numerici che di valore, a quella di qualsiasi anno dal 2012. Con i prezzi del petrolio rimasti bassi per l'intero 2015, l'attività di M&A è stata sorprendentemente tranquilla.

Le società *distressed* sono state, per la maggior parte, in grado di evitare la vendita di attività o di essere acquisite da altre società, come via di finanziamento per rimanere in vita, anche se i potenziali acquirenti speravano nello scenario opposto in maniera tale da accelerare la crescita delle riserve, sviluppare economie di scala, aumentare la propria quota di mercato e espandere le attività core.

Il mercato M&A nel 2015 è stato molto simile a quello della grande recessione (anni 2008-2009). In entrambi i casi, sfavorevoli condizioni economiche e settoriali hanno agito in maniera negativa, a causa dell'elevata incertezza e della situazione di depressione che affligge i mercati.

L'unico accordo che ha segnato il 2015 è stata l'acquisizione di BG Group da parte di Shell, conclusa ad un prezzo pari a 47 miliardi di sterline, rappresentando il 54% del valore totale delle transazioni avvenute.

Per il biennio 2016-2017 si attende:

- possibile aumento del volume delle transazioni;
- conclusione di *deal* di ridotto valore, quindi sempre meno "*megadeal*";
- aumento della complessità della struttura delle transazioni;
- maggiore attenzione al capitale di rischio, al fine di evitare che le imprese vendano i propri asset.

2.3.2.2 Servizi petroliferi

Il mercato di M&A nel settore dei servizi petroliferi ha mostrato un livello di cautela simile a quello del settore dell'*upstream*, ma è stato colpito in maniera più dura dalla riduzione del prezzo del petrolio.

Nonostante vi sono state molte opportunità di acquisizione di asset da imprese in situazioni di *distressed*, pochi sono stati i *deal* conclusi per via del rinvio della domanda di servizi da parte dei clienti.

Il settore del *oilfield services* si è invece focalizzato sulle ristrutturazioni, sulla riduzione delle capacità produttiva e della capacità di manodopera, al fine di adeguarsi

alla diminuzione delle attività nel settore. Alcuni piccoli operatori hanno scelto di uscire dal settore liquidando le proprie attività, a fronte di una crescente scarsità di opportunità.

Il numero di *deal* conclusi è scesa da 120 nel 2014 a 36 nel 2015, con un calo del 70 per cento. Il valore totale è sceso del 64%, da 68 miliardi di dollari a meno di 25 miliardi. Tuttavia, senza l'annuncio del mega affare Halliburton-Baker Hughes da 38 miliardi di dollari, il valore delle transazioni concluse nel 2015 sarebbe molto più vicino a quello del 2014.

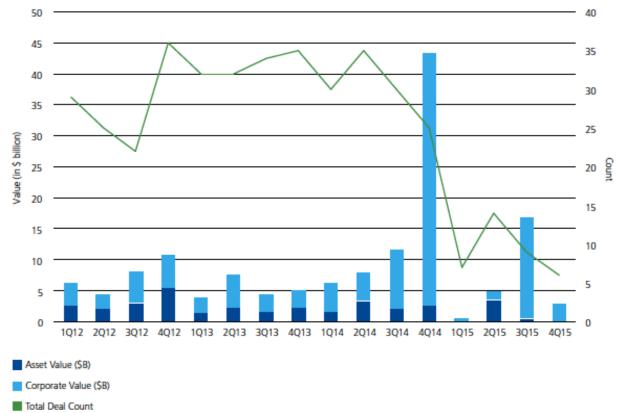


Figura n.9 - Numero e valore di deal nel settore dei servizi petroliferi

Fonte: PLS Inc. e Derrick Petroleum Services Global Mergers & Acquisition Database al 7 Gennaio 2016

La fusione tra Cameron e Schlumberger è stata la più importante transazione del 2015, rappresentando il 60% del valore totale dei *deal* conclusi nel settore dei servizi petroliferi.

In America Latina, la compagnia di stato brasiliana ha venduto piattaforme petrolifere per un valore pari a 3 miliardi di dollari, attraverso un contratto di *lease-back*⁷ alla banca Standard Chartered PLC. Questa vendita è stata il secondo più grande affare nel settore.

_

⁷ Di seguito riportiamo la definizione del sito Unicredit: "Lease Back (o Leasing Back), intesa come operazione di "sale and lease back", vede il cliente nella doppia veste di fornitore e utilizzatore del bene concesso in leasing. Operativamente è lo stesso cliente a vendere a una società finanziaria il bene, che gli verrà contestualmente concesso in leasing secondo le consuete modalità, con il diritto di tornare in possesso del bene una volta terminato il periodo di locazione".

Similmente al settore *upstream*, l'aumento del prezzo del greggio sarà fondamentale per superare la situazione di razionalizzazione e iniziare una fase di ripresa. Nel frattempo, si prevede di assistere ad una uscita dal settore dei piccoli operatori di nicchia. Alcuni di questi potrebbero essere oggetto di acquisizione, anche se i potenziali acquirenti potrebbero essere riluttanti a muoversi troppo velocemente prima che la fiducia nel mercato venga ristabilita.

2.3.2.3 *Midstream*

Il settore *midstream* conta un numero di *deal* conclusi nel 2015 pari a 50, approssimativamente lo stesso numero del 2014. Il loro valore è leggermente cresciuto, attestandosi a circa 96 miliardi di dollari. Questo risultato è in contrasto con quello riscontrato nel settore dell'*upstream* e dei servizi petroliferi e riflette diversi fattori presenti in questo sub-settore.

Innanzitutto, va detto che nei primi mesi di riduzione del prezzo del greggio, gli operatori del settore *midstream* sono stati meno colpiti dalle flessioni sperimentate invece dal settore *upstream*. Le attività di stoccaggio e trasporto del petrolio e del gas sono guidate dai bisogni del mercato, quindi, nel breve-medio periodo, sono molto più stabili alle variazioni del prezzo del petrolio rispetto alle attività di *upstream*.

Tuttavia, nel lungo termine, un rallentamento dell'attività di *upstream* può provocare una notevole riduzione anche del volume di attività del settore *downstream*.

In secondo luogo, le contrattazioni con i consumatori sono meno soggette alle flessioni dei prezzi delle materie prime nel breve periodo, così come le tariffe per i servizi di trasporto sono spesso strutturate in maniera vincolante, per cui difficilmente modificabili in base alle variazioni del prezzo del greggio. Tuttavia nel lungo periodo, i produttori sono spinti a rinegoziare i contratti di fornitura o addirittura disposti a pagare per terminare il servizio ricevuto.

Queste dinamiche stanno giocando un ruolo importante nel Nord America, dove si sono verificati nel 2015 nove dei dieci più grandi *deal* del settore *midstream*.

Due dei tre "megadeal" verificatesi nel 2015 sono stati l'acquisizione da parte di Energy Transfer Partners dei Regency Energy Partners e di The Williams Companies per un valore complessivo di 55,5 miliardi di dollari. Il terzo è stato l'acquisizione di Mark West Energy Partners da parte di MPLX LP ad un valore di 20 miliardi di dollari.

Nel biennio 2016-2017, il settore *midstream* potrà subire un consolidamento a fronte di una riduzione delle attività di *upstream*, della rinegoziazione del contratti e della ridotta crescita del settore *downstream*.

2.3.2.4 Downstream

Nel 2015, il valore totale delle transazioni avvenute nel settore *downstream* è rimasto costante, ma il loro numero è diminuito. A differenza degli altri settori, la diffusione geografica dei *deal* conclusi nel *downstream* è stata molto più diversificata, con offerte verificatesi in tutti i Paesi.

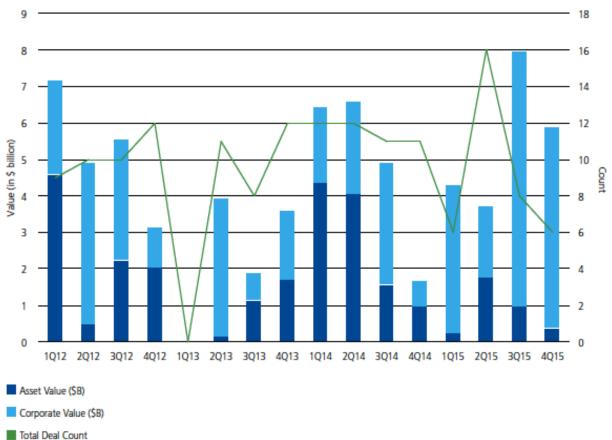


Figura n.10 - Numero e valore di deal contratti nel settore downstream

Fonte: PLS Inc. e Derrick Petroleum Services Global Mergers & Acquisition Database al 7 Gennaio 2016

Continuano i disinvestimenti delle infrastrutture di raffinazione da parte delle imprese *major*, dato il loro ridotto ritorno rispetto al settore dell'*upstream*.

Una potenziale minaccia per il settore del *downstream* proviene dal rallentamento dei consumi in Cina e dall'aumento dei tassi di interesse negli Stati Uniti, che potrebbero potenzialmente ridurre la domanda dei prodotti petroliferi nel lungo periodo.

Se questi due fattori porteranno il business della raffinazione e del marketing ad essere meno attraenti, si potrebbe verificare una situazione di consolidamento del mercato e di razionalizzazione della capacità produttiva, anche se gli investimenti nel settore *refining* sono storicamente sempre cresciuti in Medio Oriente ed in Asia.

2.4 Mercato del petrolio e del gas

2.4.1 Il mercato del petrolio

Il petrolio è la maggiore fonte di energia; nel 2014 ha rappresentato il 32% del consumo mondiale⁸.

Le principali borse internazionali per il commercio del petrolio e dei prodotti petroliferi sono il New York Mercantile Exchange (Nymex) e l'Intercontinental Exchange (ICE). Entrambi i mercati negoziano contratti spot⁹, contratti future¹⁰ ed è possibile effettuare operazioni di *hedging*¹¹ e attività speculative. Dato l'elevato numero di greggi, solamente due di questi sono utilizzati come benchmark: il West Texas Intermediate (WTI) negoziato sul mercato Nymex e il Brent negoziato sull'ICE. Mentre questi sono utilizzati come prezzi del petrolio indicativi, la maggior parte degli altri greggi sono negoziati ad uno sconto o un premio, a seconda della loro densità e del loro contenuto di zolfo.

Il Nymex WTI è il più grande mercato di commodity, con dei volumi scambiati quattro volte più grandi di quelli del Brent. Tuttavia, il WTI è utilizzato principalmente dalle raffinerie situate nella regione *mid-continent* degli Stati Uniti ad un prezzo che, di conseguenza, dipende molto dalle dinamiche della domanda e dell'offerta regionale.

In quanto tale, il WTI è un indicatore relativamente debole del prezzo del greggio *offshore*, il che significa che ridotti volumi di greggio nel mondo sono in realtà prezzati in confronto con il prezzo del WTI. Tuttavia, data l'importanza degli Stati Uniti, primo consumatore mondiale di greggio, il WTI rimane un indice importante.

Il Brent è invece legato al mercato del Mare del Nord e comprende quatti principali tipi di greggio. A differenza del WTI, il Brent è regolato finanziariamente, quindi non vi è alcuna consegna fisica alla scadenza del contratto. Infatti, il valore alla scadenza è equivalente al Brent Index, che è impostato su base giornaliera dalla borsa ed è la media ponderata di tutte le operazioni compiute sul mercato fisico nel mese in questione per ciascuno dei quattro tipi di petrolio.

Il prezzo del petrolio è influenzato da numerosi fattori. I più importanti sono: le dinamiche della domanda e dell'offerta, le variazioni del dollaro (poiché il petrolio è

⁸ Dati BP al 2015.

⁹ Riportiamo la definizione di mercato spot del sito Borsa Italiana: "È il mercato nel quale lo scambio dei prodotti trattati avviene con liquidazione (consegna dei titoli e pagamento del controvalore) immediata (cioè con un differimento di pochi giorni)."

¹⁰ Secondo Borsa Italiana: "Contratto a termine standardizzato con il quale le parti si impegnano a scambiare una certa attività (finanziaria o reale) a un prezzo prefissato e con liquidazione differita a una data futura."

¹¹ Secondo Borsa Italiana: "L'hedging è una pratica che consiste nell'effettuare una o più operazioni di copertura per proteggersi dai rischi legati ad un altro investimento. Un soggetto in tal modo ridurrà o annullerà il rischio derivante da una posizione aperta."

scambiato in questa valuta), gli eventi geopolitici e le decisioni prese dall'OPEC. Anche la crescita delle commodity come strumento di speculazione gioca un ruolo importante nella formazione del prezzo. Infine, altri fattori che incidono sul prezzo del petrolio sono il livello del petrolio stoccato e l'andamento dei mercati dei prodotti petroliferi. Analizzeremo di seguito alcuni dei più importati fattori sopra riportati.

2.4.1.1 Domanda di petrolio

La domanda di petrolio ha registrato una crescita sostenuta in tutto il mondo negli ultimi 15 anni, con l'eccezione degli anni 2008-2009.

Il consumo globale di petrolio e di altri combustibili liquidi si stima sia cresciuto di 1,4 milioni di b/d¹² nel 2015.

La *US Energy Information Administration* (EIA) prevede che il consumo globale di petrolio aumenti di 1,4 milioni di b/d nel 2016 e di 1,5 milioni di b/d nel 2017.

La crescita della domanda in questo periodo è stata guidata principalmente dai Paesi non-OCSE. La divergenza dei tassi di crescita tra i Paesi non-OCSE e OCSE è dovuta soprattutto alla rapida industrializzazione della Cina, dell'India e del Brasile. Anche l'Arabia Saudita e la Russia hanno visto crescere la propria domanda grazie all'aumento dei consumi interni.

Come illustrato nella figura numero 11, la Cina è diventata la maggior importatrice al mondo di greggio, superando gli Stati Uniti nel corso del 2014.

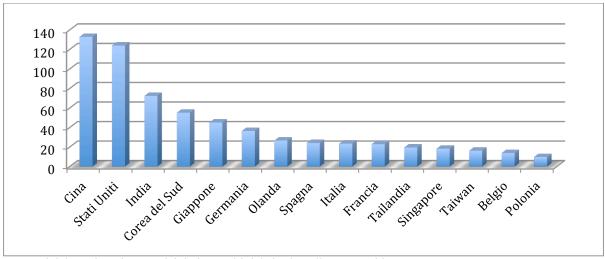


Figura n.11 - Maggiori importatori di petrolio al 2015 (valore delle impostazioni espresso in miliardi di dollari)

Fonte: rielaborazione interna dei dati raccolti dal sito http://www.worldstopexports.com

I due fattori determinanti della domanda di petrolio sono il prezzo e il reddito (PIL pro capite). L'elasticità della domanda di petrolio alle variazioni di questi due fattori è anch'essa rilevante.

_

¹² Barili giornalieri, in inglese barrels per day.

Per quanto riguarda il prezzo, teoricamente, questo è legato in maniera inversa alla domanda di petrolio, anche se questa relazione non si è verificata negli anni del boom (2004-2008), quando sia la domanda globale di petrolio sia il prezzo del greggio aumentarono. Tuttavia, questa situazione è stata probabilmente dovuta ad una aumento del reddito derivante dalla crescita economica dei Paesi in via di sviluppo (soprattutto dalla Cina), piuttosto che da una relazione anelastica della domanda di petrolio e del prezzo del greggio.

Il reddito invece, è storicamente il principale driver della crescita della domanda di petrolio. La crescita economica, misurata dalla crescita del PIL pro capite, aumenta i livelli di domanda del petrolio per via dello sviluppo industriale e dell'aumento del consumo dei prodotti ad alta intensità energetica quali apparecchi per uso domestico e veicoli a motore. Questa situazione è visibile in Cina, la quale ha segnato un notevole aumento del consumo di petrolio negli ultimi anni.

Al contrario, l'elasticità della domanda di petrolio dei Paesi sviluppati è ridotta rispetto all'aumento del PIL, poiché le loro economie sono basate sui servizi, le quali richiedono minor consumo di energia.

2.4.1.2 Offerta di petrolio

Dato che l'OPEC controlla circa l'81% del totale delle riserve petrolifere globali, va da sé che una parte significativa della fornitura mondiale di petrolio deriva dai suoi Paesi membri.

La figura numero 12 mostra i più grandi esportatori mondiali di petrolio nel 2015 e indica chiaramente come il mondo dipenda dal greggio prodotto nel Medio Oriente e dagli altri Paesi OPEC

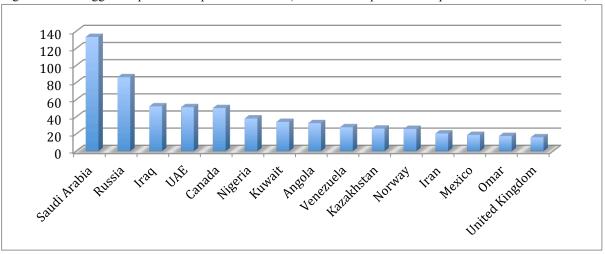


Figura n.12 - Maggiori esportatori di petrolio al 2015 (valore delle esportazioni espresso in miliardi di dollari)

Fonte: rielaborazione interna dei dati raccolti dal sito http://www.worldstopexports.com

Le previsioni del 2016-2017 prevedono un aumento della fornitura del greggio trainata dalla crescita dei consumi in India, per via di un maggior utilizzo di carburanti per i trasporti e della nafta per il settore petrolchimico, e dalla crescita del consumo cinese, guidato dal maggior utilizzo di benzina, carburante per aerei e gas.

La crescita del consumo del petrolio nei Paesi OCSE previsto per il 2016-2017 è molto limitato, attestandosi ad un valore inferiore a 0,1 milioni di b/d.

Questa previsione include un leggero aggiustamento verso il basso del consumo di petrolio in Europa, a seguito dell'uscita del Regno Unito dell'Unione europea. Si prevede infatti che il Brexit porterà una riduzione degli investimenti e dei consumi che potrebbero influire negativamente sulla crescita della domanda di petrolio.

2.4.1.3 Inventories

Un altro fattore importante che impatta sul prezzo del petrolio è il livello di greggio stoccato, il quale può agire da *buffer* per smorzare eventuali fluttuazioni della domanda e dell'offerta.

Le scorte di greggio possono essere tenute in luoghi controllati dallo Stato (esempio *US Stategic Petroleum Reserve*¹³), con lo scopo di contenere degli shock di offerta, oppure controllati privatamente dalle imprese che operano nel settore della vendita/raffinazione, per scopi commerciali. In quest'ultimo caso, il governo può imporre alle aziende private di mantenere un livello minimo di scorte per assicurare che un *buffer* strategico sia mantenuto.

La più grande capacità di greggio stoccato è detenuta dagli Stati Uniti. Nata nel 1975 e gestita dal Dipartimento dell'Energia (DOE), la US SPR rappresenta la più grande fornitura di emergenza del petrolio al mondo, con una capacità di durata di 38 giorni ai livelli di consumo correnti.

Oltre agli Stati Uniti anche il Giappone detiene un livello di greggio stoccato significativo, la Cina ha iniziato a estendere la sua capacità, mentre nell'Unione europea gli Stati membri richiedono alle compagnie petrolifere di mantenere un livello minimo di greggio e prodotti petroliferi.

I dati di inventario del greggio relativi agli Stati Uniti sono pubblicati settimanalmente dall'*Energy Information Administration*, mentre quelli riferiti a tutti Paesi OCSE sono contenuti nei report mensili pubblicati dall'*International Energy Agency*.

2.4.1.4 Riserve OPEC

Il fattore più importante per la determinazione del prezzo del petrolio è il livello delle riserve dei Paesi dell'OPEC.

_

¹³ In seguito indicato con la sigla US SPR.

Tutte le imprese petrolifere dei Paesi non-OPEC sono *price taker*, quindi cercano di massimizzare i propri ricavi massimizzando il loro livello di produzione, non potendo in alcun modo fissare o influenzare il prezzo di vendita del greggio. Al contrario, l'OPEC controlla una quota sufficiente di fornitura globale di petrolio che la consente di influenzare il suo prezzo. Di conseguenza, l'OPEC cercherà di definire il livello di produzione del petrolio in modo da massimizzare i ricavi dei suoi Paesi membri.

Quando la capacità di riserve dell'OPEC diminuisce, il mercato è più vulnerabile a qualsiasi interruzione di fornitura, particolarmente in situazioni di tensione geopolitica, e questo si rivela favorevole per il prezzo del greggio. Al contrario, quando la capacità di riserve è elevata, il prezzo del greggio è più basso e quindi meno sensibile ad interruzioni di fornitura.

Il livello di riserve OPEC è oscillato nel corso del tempo in risposta alle variazioni della domanda, dell'offerta non-OPEC e degli investimenti per ampliare la propria capacità produttiva.

2.4.1.5 Prodotti petroliferi

Si potrebbe supporre che il prezzo del greggio influenzi il prezzo dei prodotti petroliferi. Tuttavia, è spesso accaduto il contrario. Quando la capacità di raffinazione è limitata, l'aumento dei prezzi dei prodotti può portare ad un aumento del prezzo del greggio, in quanto il mercato assume che la domanda di greggio aumenterà poiché le aziende cercheranno di approfittare dei prezzi elevati dei prodotti. Allo stesso modo, quando la capacità di raffinazione è elevata o quando il livello delle scorte dei prodotti petroliferi è alto, questo può portare ad un calo del prezzo del greggio.

2.4.1.6 Mercato finanziario

Le dimensioni del mercato finanziario del greggio sono notevolmente maggiori del mercato fisico, con meno dell'1% dei contratti Nymex effettivamente conclusi con una fornitura fisica. Quindi, il mercato finanziario può avere un impatto significativo sul prezzo del petrolio.

Vi sono 5 contratti di riferimento negoziati a livello internazionale (Nymex WTI, RBOB gasoline, gasolio da riscaldamento negli Stati Uniti, ICE Brent e gasolio europeo) e due mercati principali in cui questi vengono negoziati (Nymex e ICE).

Un certo numero di investitori opera nel mercato delle commodity, utilizzando diverse strategie per il commercio delle stesse. Di seguito analizziamo i soggetti chiave di questo mercato:

 attori commerciali. Questi sono sia i produttori (che operano sia nel settore dell'upstream sia nel settore refining) sia i consumatori (ovvero compagnie aeree, compagnie di navigazione) di greggio e prodotti petroliferi. Tipicamente effettuano scambi nel mercato fisico e utilizzano strumenti finanziari per coprirsi dall'esposizione assunta, in modo tale da ottimizzare il proprio portafoglio.

- mainstream (investitori istituzionali e privati). Operano nel mercato finanziario approfittando sia della volatilità nel breve periodo (tipicamente fondi speculativi) sia delle variazioni di lungo periodo (fondi pensione).
- Commodity Trading Advisors (CTA). Questi operatori cercano di trarre profitto dalle differenze di prezzo tra le diverse regioni o cercano di anticipare il corso futuro dei prezzi di negoziazione utilizzando una vasta serie di strumenti finanziari. I CTA scambiano sia contratti di breve che di lungo termine.

2.4.2 Il mercato del gas

Il gas naturale è la terza più grande fonte mondiale di energia, pari al 24% dell'energia totale in uso. Nel medio-lungo periodo si prevede un continuo aumento dei consumi di gas, dato l'aumento delle pressioni dei Paesi per la salvaguardia dell'ambiente e il suo prezzo favorevole rispetto alle altre risorse, che spingeranno sia il settore privato che i governi ad optare per il gas a discapito del carbone e del petrolio come fonte di generazione di energia.

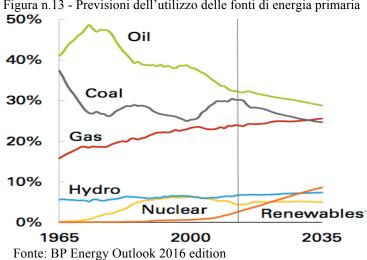


Figura n.13 - Previsioni dell'utilizzo delle fonti di energia primaria

Tuttavia, nonostante la sua importanza (e diversamente dal petrolio), il gas non ha una produzione di carattere globale, per via principalmente delle elevate barriere di costo e delle tensioni geopolitiche che hanno impedito la creazione di una rete di trasporto mondiale.

Il mercato del gas è quindi prevalentemente a carattere regionale e il suo sviluppo è stato caratterizzato da una fornitura attraverso *pipeline* e accordi contrattuali a lungo termine di tipo *point-to-point*, eccezion fatta per gli Stati Uniti, dove esiste un mercato spot completamente liberalizzato.

Di recente, la rapida crescita del mercato del GNL ha timidamente accennato alla possibilità di creare un mercato globale, anche se questo viene fornito attraverso contatti di lungo periodo e rappresenta solo il 10% della fornitura globale di gas. Ciò dimostra come l'emergere di un mercato completamente liberalizzato a livello globale sia una prospettiva piuttosto lontana.

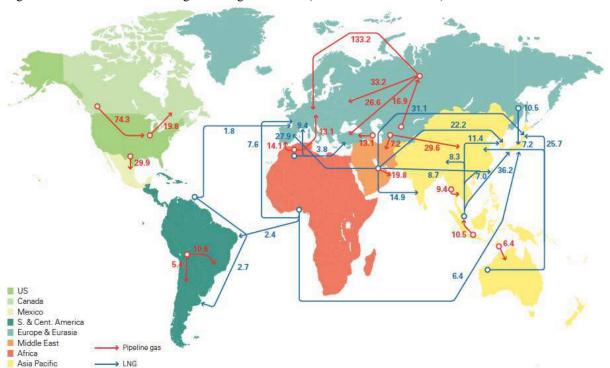


Figura n.14 - Flussi commerciali globali di gas nel 2015 (in miliardi di metri cubi)

Fonte: Include dati da FGE MENAgas service, GIIGNL, IHS Waterborne, PIRA Energy Group, Wood Mackenzie

Di seguito analizzeremo i principali trend globali del mercato del gas e le specifiche caratteristiche dei tre principali mercati regionali: Stati Uniti, Europa e Asia.

2.4.2.1 Domanda globale di gas

Secondo il *Medium-Term Gas Market Report 2015* pubblicato dall'*International Energy Agency*, la domanda globale di gas è destinata a crescere del 2% in media, tra il 2014 e il 2020.

Nei Paesi OCSE, la crescita della domanda di gas nel settore elettrico rimane incerta, dato il ridotto incremento dei consumi di energia e l'aumento del ricorso alle fonti rinnovabili. La conseguente compressione della produzione di energia lascia uno spazio limitato all'aumento della domanda di gas e riduce drasticamente l'utilizzo del carbone sia in Europa che negli Stati Uniti. In Giappone la domanda di gas è invece destinata a scendere, in seguito al suo ritorno al nucleare.

Anche in Asia, la competitività del gas rispetto agli altri combustibili rimane incerta. Gli ultimi due anni sono stati sfavorevoli per l'industria del gas a causa del ridotto costo del carbone e del crollo del costo delle rinnovabili.

La crescita della domanda di gas nel 2014 e nel 2015 è aumentata ad un tasso ben al di sotto di quello medio degli ultimi dieci anni. Gli elevati prezzi di importazione nel 2014-2015 hanno minato alla crescita dei consumi di gas, in particolare nel settore energetico.

Diversi Paesi asiatici hanno preso misure concrete per limitare la quota di consumo di gas dando priorità al carbone. Altri Paesi hanno utilizzato le infrastrutture di rigassificazione e le centrali elettriche a gas ben al di sotto del loro pieno potenziale, nonostante casi di carenza di energia elettrica.

La crescita della domanda di gas in Cina è scesa ad una sola cifra, segnando un rapido calo dal 14% in media registrato nei precedenti cinque anni. Considerando il consistente rallentamento dei consumi di energia primaria, questo tasso di crescita è ancora impressionante.

Profondi cambiamenti stanno interessando la Cina in relazione sia alla struttura economica sia al mercato energetico. Tuttavia, l'effetto di questa trasformazione è meno chiaro per il gas rispetto alle altre fonti di energia.

Da un lato, il rallentamento della crescita economica e del consumo di energia giocano in maniera negativa nei confronti del gas. D'altra parte, la crescente intensificazione della politica ambientale dovrebbe invece avere un effetto positivo. A tal proposito, la riduzione dei prezzi di importazione ha il potenziale per trasformare il gas in un'opzione sempre più interessante dal punto di vista ambientale.

Nel complesso, si prevede una moderata ri-accelerazione del tasso di crescita dei consumi di gas rispetto al minimo raggiunto nel 2014 ed un aumento medio annuo del 10% per tutto il resto del decennio.

In America Latina e Africa, la crescita della produzione di gas è inferiore all'effettiva domanda potenziale e le difficoltà di approvvigionamento restano un problema, in particolare nelle aree dove l'accesso alle importazioni di gas è limitato.

In Africa, si prevede un aumento della produzione di gas dopo un trend negativo durato sette anni. In America Latina, le previsioni mostrano una brusca decelerata della crescita della produzione rispetto alle sue performance passate, tranne che per Brasile e Argentina.

Di conseguenza, l'America Latina sarà costretta a fare maggior ricorso alle importazioni per sostenere la crescita, seppur relativamente modesta, dei suoi consumi.

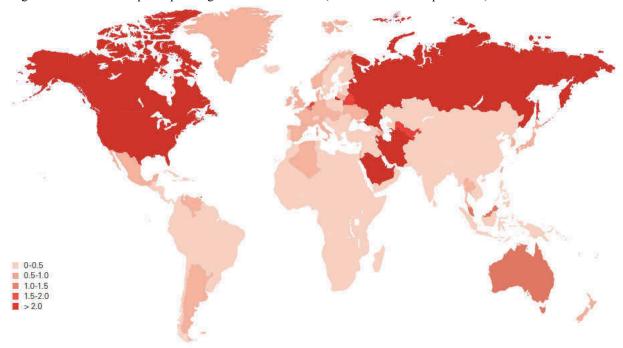


Figura n.15 - Consumo pro capite di gas naturale nel 2015 (tonnellate di olio equivalente)

Fonte: BP Statistical Review of World Energy June 2016

In misura maggiore rispetto al petrolio, la domanda di gas è influenzata dal clima, dal prezzo del petrolio e del carbone e dal suo livello di stoccaggio. La domanda di gas raggiunge il suo picco durante i mesi invernali, a causa di un aumento della domanda residenziale per il riscaldamento. Inoltre, vi è un mini-picco della domanda durante i mesi estivi dovuto all'incremento della domanda di energia elettrica per l'utilizzo degli impianti di condizionamento.

Di conseguenza, gli impianti di stoccaggio sono importanti al fine di gestire meglio i picchi e le fasi depressive della domanda. Gli Stati Uniti detengono la maggior parte della capacità di gas stoccato a livello globale, mentre molte altri Paesi detengono una quota di gas stoccato inferiore al 40% della domanda invernale di gas, anche se negli ultimi anni sono stati fatti degli sforzi per aumentare la capacità di *storage*. Ovviamente, la capacità di stoccaggio impatta sul prezzo del gas.

2.4.2.2 Offerta globale di gas

Le riserve globali di gas sono scese leggermente nel 2015 (-0,1%), a causa del ridotto declino della quantità di riserve russe e norvegesi.

Queste si attestano comunque ad una quantità tale da permettere di soddisfare 52,8 anni di fabbisogno, ad un livello di produzione corrente.

La regione del Medio Oriente detiene la maggior quantità di riserve certe (il 42,8% del totale) e ha il più alto rapporto R/P¹⁴ (129,5 anni).

Le principali fonti di approvvigionamento globale sono il Medio Oriente (Iran, Qatar, Arabia), il Nord America (USA, Canada), la Russia e l'Asia (Indonesia, Malesia, Australia).

Mentre le esigenze del Nord America sono largamente bilanciate, c'è una mancata corrispondenza regionale tra domanda e offerta di gas naturale in Europa e in Asia.

Infatti, il consumo europeo deriva per circa il 65% da importazioni (30% da GNL, 70% da *pipeline* russe e del Nord Africa), mentre in Asia la percentuale di gas importato è del 20%, anche se la percentuale è significativamente più alta in alcuni centri chiave (vale a dire Giappone, Corea del Sud e Cina).

Secondo quanto previsto dall'*International Energy Outlook 2016* ¹⁵ pubblicato dell'EIA, i produttori di gas naturale del mondo aumenteranno le loro forniture di circa il 69%, dal 2012 al 2040. I maggiori incrementi di produzione si verificheranno nei Paesi non-OCSE dell'Asia, in Medio Oriente e nei Paesi non-OCSE dell'America. Nella sola Cina, la produzione aumenterà di 15 miliardi di metri cubi. Gli Stati Uniti e la Russia incrementeranno la produzione di gas naturale rispettivamente, a 11,3 miliardi e a 10 miliardi di metri cubi. L'aumento di produzione totale di gas naturale in Cina, Stati Uniti e Russia rappresenterà quasi il 44% dell'aumento complessivo globale.

Il report prevede anche un notevole incremento della fornitura del gas da sabbie bituminose (in inglese *tight gas*), del gas da argille (meglio conosciuto come *shale gas*) e del metano da carbone (*coalbed methane*), specialmente in Cina, Stati Uniti e Canada. L'applicazione delle tecnologie di perforazione orizzontale e di fratturazione idraulica ha reso possibile lo sviluppo dello *shale gas* americano, il quale ha portato ad un raddoppio delle stime delle risorse di gas naturale recuperabili negli ultimi dieci anni.

Secondo l'IEO2016 la produzione di *tight gas*, gas di scisto e metano da carbone in Canada, Cina e Stati Uniti rappresenteranno circa l'80% della produzione totale nel 2040 in questi Paesi.

Il gas naturale liquefatto rappresenterà una quota crescente del commercio mondiale di gas naturale. Il commercio mondiale di GNL raddoppierà, passando da circa 12 miliardi di metri cubi nel 2012 a 29 miliardi di metri cubi nel 2040.

La maggior produzione di GNL avverrà in Australia e Nord America, dove una moltitudine di nuovi progetti sono in programma o in fase di sviluppo, molti dei quali diventeranno operativi entro il prossimo decennio.

_

¹⁴ Riserve/produzione.

¹⁵ Di seguito indicato con la sigla IEO2016.

2.4.2.3 Mercato del gas statunitense, europeo e asiatico

Come già detto in precedenza, il mercato del gas non è un mercato di carattere globale, per via delle elevate barriere di costo e dei conflitti geopolitici che hanno impedito la creazione di una rete di *pipeline* mondiale per il trasporto del gas.

Il gas negli Stati Uniti è venduto sia sul mercato *spot* che nel mercato *future* allo stesso modo del greggio. Tutto il gas venduto utilizza come benchmark il prezzo fissato dal gasdotto Henry Hub. I contratti *spot* e *future* fissati a Henry Hub definiscono il prezzo base per i mercati del Nord America, anche se la distanza fisica da Henry Hub ha un impatto sui prezzi del gas distribuito in tutto il Paese. Per esempio i prezzi di West Coast sono normalmente venduti ad uno sconto, mentre al prezzo del gas venduto vicino i grandi centri di domanda dalla costa orientale è applicato un premio.

Circa l'80% del gas negli Stati Uniti è venduto attraverso il "bidweek process" secondo il quale, l'ultima settimana di ogni mese i produttori e i consumatori di gas naturale stipulano dei contratti di fornitura di gas per il mese successivo.

Il mercato europeo del gas è sviluppato sulla base di contratti di lungo periodo indicizzati al prezzo del petrolio o dei prodotti petroliferi. La struttura di lungo periodo dei contratti consente non solo al fornitore di avere una chiara visione della domanda finale, permettendogli di prendere le proprie decisioni di investimento (esempio costruzione di gasdotti transnazionali, impianti di produzione *offshore* ecc), ma anche agli acquirenti di garantirsi degli approvvigionamenti sicuri.

Seppur in assenza di un mercato spot del gas, l'indicizzazione al prezzo del petrolio consente al prezzo stipulato contrattualmente di fluttuare, anche se in linea con il prezzo (e quindi le dinamiche di domanda/offerta) di una fonte di energia primaria concorrente.

Mentre gli Stati Uniti hanno un vasto sistema di gasdotti interconnessi, i gasdotti europei sono progettati per consentire al gas di fluire dai fornitori chiave (Norvegia, Russia e Algeria) ai centri di domanda più importanti (Germania, Francia, Regno Unito, Spagna e Italia). Come risultato, e in combinato con la struttura contrattuale, il sistema impedisce la presenza di un mercato sport del gas in Europa.

Per quanto riguarda i contatti di fornitura, non esiste un formato o un contenuto prestabilito. Ciascun contratto è infatti definito in misura alle esigenze del venditore e dell'acquirente. Tuttavia, come regola generale, i contratti di lungo termine sono indicizzati ad un paniere di prezzi di prodotti petroliferi e comprendono una pluralità di componenti che di seguito riportiamo:

 Prezzo base per unità di gas come concordato all'inizio del contratto: questo è il prezzo minimo di base concordato tra produttore e consumatore all'inizio del contratto per garantire al produttore di avere un ritorno dal suo progetto. Questo può essere indicato anche come P-zero o P0;

- O Indicizzazione ai prezzi dei combustibili concorrenti: i prezzi del gas nei contratti di fornitura di lungo termine sono indicizzati ai prezzi dei principali combustibili come il gasolio, olio combustibile e carbone. Per fare questo il prezzo del gas è normalmente fissato all'inizio del trimestre e si basa sui prezzi storici dei combustibili considerati;
- O Ponderazione: la formula per il calcolo del prezzo del gas sarà ponderata in base a ciò per il quale il consumatore utilizza il gas. Per esempio, se il cliente è una grande utility che vende la maggior parte del suo gas al settore residenziale dove il combustibile concorrente principale è il gasolio, il prezzo del gasolio avrà un maggior peso nella determinazione del prezzo del gas di questo cliente. Questo è uno degli elementi che possono essere negoziati e modificati durante la revisione dei prezzi a seconda di come il business dei consumatori si è evoluto.
- O Capacità di carico: la capacità di utilizzo delle *pipeline* e degli impianti di trasformazione è un elemento aggiuntivo del prezzo di vendita finale.

Il mercato spot del gas in Europa rimane ad uno stato embrionale. Il Regno Unito, prima del Brexit, era il paese europeo con il mercato di scambio del gas più attivo. Il *National Balancing Point* (NBP) è l'equivalente virtuale del Henry Hub statunitense per la determinazione dei prezzi e la consegna dei contatti future di gas naturale.

Al di là del NBP, gli *hub* chiave in Europa sono il TTF (Olanda), ZEE (Belgio), PEG (Francia), PSV (Italia), CEGH (Austria) e NCG/Gaspool (Germania).

L'Istituto di Oxford sugli studi energetici in un recente paper¹⁶ ha diviso i mercati in:

- 1. *Trading Hubs* (NBT e TTF): centri di scambio virtuale che rappresentano già dei mercati affidabili;
- 2. *Transit Hubs* (ZEE e CEGH): luoghi fisici che facilitano il flusso di gas piuttosto che il trading;
- 3. *Transition Hubs* (PEG, PSV, NCG): punto di scambio virtuale, ma che non ha ancora raggiunto la maturità come mercato.

Anche se il mercato spot sta diventando sempre più attivo, aspettarsi un passaggio completo a tale mercato sembra poco realistico nel breve periodo per una serie di motivi. In primo luogo, i contratti di fornitura esistenti legano gli acquirenti ai produttori per ancora molti anni. In secondo luogo, le limitazioni infrastrutturali impediscono lo sviluppo del mercato; i maggiori gasdotti in Europa vanno da est verso ovest (dalla Norvegia/Russia al resto dell'Europa) e non hanno la capacità di creare una rete che colleghi i principali centri di consumo. Infine l'Europa, avendo una limitata capacità di

-

 $^{^{\}rm 16}$ "Continental European Gas Hub: Are they fit for purpose?", Giugno 2012

storage, non avrebbe la possibilità di ridurre le fluttuazioni dei prezzi nei periodi di alta/bassa domanda.

Nonostante queste limitazioni, si crede in un aumento dell'importanza del mercato spot, dato l'aumento graduale del volume di gas venduto e degli investimenti effettuati per incrementare il livello di infrastrutture e la capacità di *storage*.

Il gas venduto in Asia è valutato in maniera diversa rispetto a quello venduto sia in Europa che negli Stati Uniti.

La costruzione di una rete di gasdotti risulta essere troppo costosa a causa dell'aspetto geografico del continente asiatico, ragion per cui le regioni importatrici dipendono per circa il 90% dal GNL, fornito attraverso contatti di medio-lungo termine.

Il GNL importato nel Pacifico è più costoso di circa 1-3 \$/mmbtu¹⁷ rispetto a quello venduto nell'Atlantico. Questo premio applicato al prezzo (*Asian premium*) è richiesto per coprire i maggiori costi di trasposto e per via dell'assenza della concorrenza del gas venduto tramite gasdotti.

In passato, il prezzo del gas venduto in Giappone (maggior importatore mondiale di GNL) era determinato attraverso la seguente formula P = a+bX. Come si evince dalla stessa, il prezzo dipendeva in parte dalla variabile X, la quale rappresenta le variazioni del prezzo del petrolio e dalla componente fissa (a) che, come spiegato in precedenza, rappresenta l'*Asian premium*.

Il gas può essere prezzato anche sulla base del prezzo del greggio. Vale a dire che se la cosiddetta *oil parity* è pari al 17% allora il prezzo del gas sarà di 17 dollari al mmbtu dato il prezzo del greggio pari a 100 dollari al barile.

A differenza del metodo precedente, i contatti firmati utilizzando la formula *oil parity* non presentano alcuna protezione per l'acquirente, in caso di aumento dei prezzi del petrolio, e per il venditore, nel caso di crollo del prezzo del greggio.

2.5 Conclusioni

In primo luogo, in questa sezione della tesi si è proceduto ad analizzare la catena del valore del settore oil&gas. Questa è composta dai sub-settori dell'*upstream*, del *midstream* e del *downstream*.

In particolare, nel sub-settore dell'*upstream* sono svolte le attività di esplorazione e di valutazione delle aree idonee alla produzione del petrolio e/o gas, di sviluppo dei giacimenti e di produzione del petrolio e del gas; il sub-settore del *midstream* si occupa invece delle attività di stoccaggio e delle diverse modalità di trasporto del petrolio e del gas; infine nel settore del *downstream* sono raggruppate le attività di rigassificazione del

¹⁷ Million British Thermal Units. E' un'unità di misura dell'energia, usata negli Stati Uniti e nel Regno Unito (dove generalmente è utilizzata nei sistemi di riscaldamento).

gas, raffinazione del petrolio, di marketing e di vendita del gas, del petrolio e dei prodotti petroliferi.

Nella seconda parte sono stati esaminati gli attori del settore. E' possibile notare come il mercato dipenda essenzialmente dalle *National Oil Company*, imprese pubbliche che detengono circa il 90% delle riserve di petrolio mondiale. Oltre a queste il mercato è composto dalle *International Oil Company* e dalle compagnie indipendenti, ovvero società specializzate in una specifica attività della catena del valore.

Un ruolo importante nel settore oil&gas è svolto dall'OPEC, di cui si è esaminata la storia, i suoi obiettivi e come questa organizzazione inter-governativa sia in grado di definire il livello di offerta e il prezzo di mercato del greggio.

In seguito si è passato in rassegna il mercato delle acquisizioni e delle fusioni nel 2015 nonché il suo possibile sviluppo futuro, conducendo un'analisi suddivisa per ciascun sub-settore. Dall'analisi è emerso come nel sub-settore dell'*upstream*, sia il valore che il numero dei *deal* è stato inferiore a quello di qualsiasi anno dal 2012. L'unico accordo che ha segnato il 2015 è stata l'acquisizione di BG Group da parte di Shell, conclusa ad un prezzo pari a 47 miliardi di sterline. Per il prossimo biennio si prevede un leggero aumento del volume delle transazioni ed una riduzione del numero dei *mega deal*.

Per il settore dei servizi petroliferi è andata addirittura peggio, registrando un valore di *deal* inferiore al 64% rispetto a quello del 2014. Per via del rinvio della domanda da parte degli operatori dell'*upstream*, le imprese dell'*oilfield services* si sono focalizzate sulle ristrutturazioni e sulla riduzione della capacità produttiva, al fine di adeguarsi alla diminuzione delle attività nel settore. Alcuni piccoli operatori hanno invece deciso di liquidare la propria attività.

Una situazione migliore si è avuta per il settore del *midstream* e del *downstream*, dove il numero di transazioni contratte è stato simile o addirittura superiore a quello dell'anno precedente.

Infine, l'ultima parte è stata dedicata al mercato del petrolio e a quello del gas. Studiando il suo funzionamento si è notato come il prezzo del petrolio dipenda da diversi fattori: dalla domanda e dall'offerta, dal livello di greggio stoccato, dal livello delle riserve dell'OPEC, dal livello dei prezzi dei prodotti petroliferi e dalle attività speculative del mercato finanziario.

Per quanto riguarda il mercato del gas, si sono analizzati i trend globali della domanda e dell'offerta di gas nonché le specifiche caratteristiche dei tre principali mercati regionali: Stati Uniti, Europa e Asia.

Le previsioni mostrano un aumento della domanda di gas del 2% in media, tra il 2014 e il 2020. Anche per la produzione di gas si prevede un aumento, soprattutto nei Paesi non-OCSE dell'Asia, in Medio Oriente e nei Paesi non-OCSE dell'America.

3. Metodi di determinazione del valore delle imprese oil&gas

3.1 Introduzione

La valutazione di un'azienda consiste in un processo volto a stimare il suo valore tramite l'utilizzo di più metodi specifici. L'obiettivo di questo processo varia in relazione al contesto in cui si rende necessario definire il valore di un'azienda.

Una particolare rilevanza è assunta, tra l'altro, per le operazioni di fusione e acquisizione, quotazione nei mercati finanziari (IPO), per finalità interne o anche per operazioni di investimento nel capitale di rischio di società non quotate.

Nel presente capitolo viene proposta un'analisi dei metodi di valutazione maggiormente diffusi per le imprese del settore oil&gas, ipotizzando che la valutazione sia stata richiesta per finalità interne all'impresa (es. ristrutturazioni o riorganizzazioni aziendali).

Nello specifico, nei primi paragrafi si focalizza l'attenzione sui metodi diretti, ovvero quelli basati sui moltiplicatori di mercato, i quali si fondano su grandezze ritenute espressive del valore aziendale.

In seguito saranno trattati i metodi indiretti di valutazione, i quali utilizzano parametri aziendali interni che possono essere grandezze flusso, stock e miste. Questi parametri possono avere natura finanziaria, patrimoniale e reddituale.

In particolare si analizzeranno il metodo del *Discounted Cash Flow*¹⁸, l'*Adjusted Present Value*¹⁹, il *Net Asset Value*²⁰ e il metodo *Sum of The Parts*²¹.

Inoltre, una parte dell'elaborato sarà rivolta allo studio dell'analisi di sensitività e dell'analisi per scenari. Queste permettono di valutare gli effetti prodotti sul valore dell'Enterprise, stimato tramite uno dei modelli sopra elencati, indotti dalle modifiche del valore degli input chiave del modello considerato.

Infine, analizzeremo un modello di valutazione delle *E&P company* basato sull'applicazione della simulazione Monte Carlo.

Tramite questa valutazione è possibile stimare il valore dell'*exploration portafolio*, il quale verrà sommato al valore degli asset core per determinare il valore complessivo dell'impresa.

La seconda parte del capitolo è dedicata al metodo di valutazione delle opzioni reali. Al fine di comprendere il modello delle opzioni reali (ROV) mostreremo in breve le nozioni di base per il *pricing* delle opzioni finanziarie.

In seguito analizzeremo il modello di Black-Scholes, le sue criticità e le corrispondenze

¹⁸ Di seguito definito con la sigla DCF.

¹⁹ Di seguito definito con la sigla APV.

²⁰ Di seguito definito con la sigla NAV.

²¹ Di seguito definito con la sigla SOP.

tra le opzioni finanziarie e le opzioni reali.

Inoltre, esamineremo il processo di valutazione di una riserva petrolifera attraverso il modello ROV e le difficoltà insite nel processo di valutazione.

In conclusione illustreremo teoricamente il processo di valutazione di un'azienda operante nel settore dell'*upstream* attraverso il modello delle opzioni reali.

L'obiettivo di questo capitolo è quello di analizzare nel dettaglio quali sono i metodi che consentono di effettuare delle congrue valutazioni delle aziende che operano nel settore oil&gas, quali sono le difficoltà che gli analisti finanziari incontrano in tale processo e i punti di forza e di debolezza nonché le eventuali forzature teoriche di ciascun modello.

3.2 Metodi diretti di valutazione

Utilizzando i metodi diretti, il valore del capitale economico d'azienda, si determina sulla base di multipli calcolati come rapporto tra valori borsistici e grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di un campione di società comparabili. La diffusione del metodo dei multipli nella valutazione d'azienda è dovuto:

- a) al notevole incremento delle operazioni di fusione e di acquisizione, che ha reso disponibile una vasta mole di prezzi di riferimento anche per le società non quotate;
- b) all'aumento del numero delle imprese quotate nei mercati regolamentati;
- c) alla lievitazione dei prezzi di borsa che ha accresciuto il divario tra capitalizzazione di mercato delle società quotate e valore contabile dei loro patrimoni netti;
- d) all'importanza del peso dei beni intangibili, per lo più non iscritti nei bilanci delle società;
- e) al vantaggio informativo riconosciuto ai multipli, specialmente in contesti in cui le previsioni sono molto difficili;
- f) al prevalere nei metodi assoluti di valori basati su risultati futuri sempre più differiti nel tempo e quindi di previsioni sempre più difficoltose e soggettive.

E' possibile distinguere due categorie di metodi diretti:

- 1) Metodi diretti in senso stretto;
- 2) Metodi diretti fondati sui moltiplicatori di mercato.

I primi si fondano su "prezzi fatti", ovvero su prezzi riferiti a negoziazioni private di partecipazioni di controllo di imprese comparabili.

Nell'ipotesi di un'impresa quotata in borsa, il valore del capitale economico è dato dalla seguente formula:

$$EV = \sum_{x=1}^{n} q_x * m_x$$

dove:

EV = valore del capitale economico dell'azienda da valutare;

 q_x = prezzo di mercato di un'azione di tipologia x;

 m_x = numero azioni della tipologia x.

Nel caso invece di un'azienda non quotata nei mercati regolamentati, il valore del capitale economico è dato dalla formula:

$$EV = \frac{\sum_{i=1}^{n} W_i * p_i}{\sum_{i=1}^{n} p_i}$$

dove:

EV = valore economico dell'azienda da valutare;

 W_i = prezzo di transazione delle aziende comprese nel campione;

 p_i = pesi attribuiti alle valutazioni delle aziende del campione.

Questi metodi trovano scarsa applicazione nella pratica operativa dati i seguenti problemi:

- Difficoltà nel raccogliere i prezzi delle partecipazioni delle società comparabili, a causa del relativamente modesto grado di pubblicità che caratterizza il mercato del controllo societario;
- Necessità di assicurare la mancata variazione delle condizioni di mercato nel periodo che intercorre tra la data di raccolta dei dati delle imprese comparabili e la data della valutazione;
- Il ridotto numero di transazioni comparabili spesso rende necessario estendere eccessivamente il periodo di analisi e/o il campione di aziende *peers*. Questo però potrebbe condurre ad una stima del capitale economico d'azienda inconsistente.

D'altra parte, i metodi diretti fondati sui moltiplicatori (o multipli) di mercato, anche se presentano alcune criticità (che mostreremo in seguito), sono invece molto utilizzati soprattutto come metodi sussidiari dei metodi indiretti.

Innanzitutto è importante distinguere tra:

 Multipli equity side: stimano, in via diretta, il valore del capitale proprio investito dagli azionisti (più comunemente chiamato Equity).
 In formula:

$$E_{(t)} = \left(\frac{P}{x}\right)_{S} * x_{t}$$

dove:

 $E_{(t)}$ = valore di mercato dell'equity al momento t;

 $\left(\frac{P}{x}\right)_{S}$ = moltiplicatore del campione di imprese (s) comparabili al complesso aziendale oggetto di stima;

 x_t = grandezza ritenuta espressiva del complesso aziendale.

• Multipli *asset side*: permettono di stimare il valore totale dell'azienda (EV). Il valore di mercato del capitale proprio investito dagli azionisti è stimato in maniera indiretta, sottraendo il valore corrente della posizione finanziaria netta²², data dalla differenza tra i debiti finanziari e la cassa e altre attività correnti prontamente liquidabili, all'EV. Rispetto ai multipli *equity side*, quelli *asset side* hanno il vantaggio di rendere più facilmente comparabili aziende che hanno un diverso livello di indebitamento.

In formula:

$$EV_{(t)} = \left[\left(\frac{P+D}{y} \right) \right]_{s} * y_{t}$$

dove:

 $EV_{(t)}$ = Enterprise value al momento t;

 $\left[\left(\frac{P+D}{y}\right)\right]_{S}$ = moltiplicatore del campione di imprese (s) comparabili al complesso aziendale oggetto di stima;

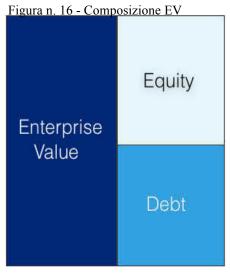
 y_t = grandezza ritenuta espressiva del complesso aziendale.

Conoscendo il valore di mercato dell'Enterprise value e il valore di mercato del debito dell'impresa oggetto di valutazione, è possibile calcolare l'Equity attraverso la differenza:

$$E_{(t)} = EV_{(t)} - D_{(t)}$$

-

²² Di seguito definita con la sigla PFN o *Net Debt* (D)



Fonte: elaborazione nostra

Una seconda classificazione viene effettuata in base alla scelta dell'indicatore utilizzato al denominatore del rapporto:

- Multipli *leading*: confrontano i prezzi correnti di Borsa con risultati attesi per i prossimi dodici mesi;
- o Multipli *current*: confrontano i prezzi correnti di Borsa con risultati dell'ultimo bilancio disponibile;
- o Multipli *trailing*: confrontano i prezzi correnti di Borsa con risultati riferibili ai dodici mesi precedenti oppure agli ultimi quattro trimestri.

Nella pratica i multipli più utilizzati sono quelli *trailing* e *leading*. Questi ultimi, tuttavia, essendo fondati su grandezze aziendali attese, sono più manipolabili e meno oggettivi.

3.2.1 Multipli di mercato del settore oil&gas

Di seguito passeremo in rassegna i multipli di mercato più utilizzati nella valutazione delle aziende che operano nel settore oil&gas.

• EV/EBITDA²³. Questo multiplo è calcolato come rapporto tra il valore del capitale economico d'azienda e il margine operativo lordo (calcolato come differenza tra i ricavi netti e il costo del venduto). A differenza del multiplo di mercato P/E²⁴ (prezzo di borsa/ utile netto per azione), l'EV/EBITDA non è influenzato dalla struttura finanziaria dell'azienda da valutare.

²⁴ Price/ earnings ratio.

²³ Enterprise value/ earnings before interest, taxes, depreciation and amortization ratio.

Se l'azienda infatti utilizzasse il multiplo P/E²⁵ ed emettesse azioni sul mercato, questo comporterebbe una riduzione dell'utile netto per azione e quindi porterebbe ad un incremento del P/E e dunque ad un aumento del valore dell'azienda, mentre l'EV/EBITDA non subirebbe alcuna variazione.

Allo stesso modo, se l'azienda da valutare è molto indebitata, il multiplo P/CF²⁶ (prezzo/ cash flow) sarebbe basso, mentre l'EV/EBITDA sarebbe meno influenzato dalla situazione debitoria.

• EV/EBITDAX²⁷. Questo indice è una variante dell'EV/EBITDA il quale considera anche le spese di esplorazione, le quali hanno un peso rilevante nei bilanci delle aziende oil&gas. E' utilizzato soprattutto nella valutazione delle imprese statunitensi poiché non è inficiato dai differenti metodi di contabilizzazione delle spese di esplorazione, i quali si differenziano in *full cost method* e *successful efforts method*²⁸.

Questo indice permette anche di effettuare delle comparazioni tra aziende che operano in differenti Paesi poiché non tiene conto degli effetti distorsivi prodotti dai differenti regimi di tassazione.

Un EV/EBITDAX ratio basso rispetto a quello medio di settore indica un'impresa sottovalutata. Questo lo rende un multiplo molto utilizzato nel settore oil&gas perché permette di individuare delle possibili aziende da acquisire.

• EV/BOE/D²⁹. Nel settore oil&gas sono utilizzati diversi multipli che si basano, non su grandezze economiche o finanziarie ma su grandezze fisiche. Uno di questi multipli è il EV/BOE/D il quale è dato dal rapporto tra l'Enterprise value dell'azienda e i barili equivalenti di petrolio giornalieri estratti³⁰.

Un limiti di questo multiplo è che non tiene conto della potenziale produzione dei siti sottosviluppati e dei siti *unproved*. Per ovviare a tale problema gli analisti dovrebbero determinare il costo di sviluppo e la capacità produttiva potenziale dei nuovi siti per avere una idea migliore del valore del capitale economico aziendale.

26 Price/early flow no

²⁵ Price/earnings ratio.

²⁷ Enterprise value/ earnings before interest, taxes, depreciation, depletion, amortization and exploration expenses ratio.

²⁸ Sul *full cost method* e *successful efforts method* si rinvia al capitolo quarto della tesi.

²⁹ Enterprise value/ produzione giornaliera.

³⁰ Il barile equivalente di petrolio giornaliero è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia rilasciata dalla combustione dei barili di petrolio greggio estratti giornalmente.

EV/2P³¹. Per comprendere tale multiplo è necessario introdurre la classificazione delle riserve fatta della Society of Petroleum Engineers³² secondo la quale, le riserve di petrolio si distinguono in: (i) riserve certe, le quali hanno una probabilità almeno pari al 90% che i quantitativi effettivamente recuperati saranno pari o superiori a quelli stimati; (ii) riserve probabili, che hanno una probabilità almeno pari al 50%; (iii) riserve possibili, che hanno una probabilità almeno uguale al 10%.

Questo multiplo è calcolato come rapporto tra l'EV e il valore delle riserve certe e probabili.

E' molto semplice da calcolare, in quanto non richiede nessuna assunzione o stima, e aiuta gli analisti a comprendere come le riserve di petrolio possano supportare le operazioni dell'azienda.

Questo multiplo può essere un importante strumento per valutare le imprese oil&gas quando sono presenti poche informazioni riguardo ai loro cash flow.

EV/3P³³ è una variante di questo indice la quale inserisce al denominatore, non solo il valore delle riserve certe e probabili, ma anche di quelle possibili. Tuttavia, dato che le riserve possibili hanno solo il 10% di probabilità di essere produttive, di solito tale multiplo non viene tenuto in considerazione nel processo valutativo.

P/CF³⁴. E' dato dal rapporto tra il prezzo di un'azione dell'impresa oggetto di valutazione e il cash flow operativo per azione. Al fine di limitare la volatilità del prezzo, viene utilizzato un prezzo medio calcolato come media dei prezzi degli ultimi 30 o 60 giorni. Al denominatore viene utilizzato il cash flow operativo, il quale è dato dal risultato operativo (EBIT) meno i costi di esplorazione e risomma gli ammortamenti, gli accantonamenti e i deplation costs³⁵ (DD&A), le altre voci non monetarie e le imposte differite.

Gli analisti spesso usano questo multiplo in quanto il cash flow è difficilmente manipolabile. Diventa però fallace quando il livello di indebitamento dell'impresa non è in linea con quello di mercato.

Inoltre, è importante notare che in periodi in cui il prezzo della commodity scende il multiplo aumenta, mentre quando il prezzo della commodity aumenta il multiplo diminuisce.

³¹Enterprise value/Proven + Probable Reserves.

³²La Society of Petroleum Engineers è la più grande organizzazione mondiale al servizio di manager, ingegneri, esperti e altri professionisti nel segmento upstream del settore oil &gas.

³³ Enterprise value/Proven + Probable + Possible Reserves.

³⁴ Price to cash flow per share multiple.

³⁵ Il depletion è una tecnica contabile utilizzata per allocare i costi di estrazione del petrolio e del gas. Le quote da allocare ad ogni esercizio sono definite sulla base dell'esaurimento fisico delle risorse naturali detenute dall'impresa.

• EV/DACF³⁶. La struttura finanziaria delle imprese oil&gas può essere molto differente. Imprese con un maggior livello di indebitamento hanno dei P/CF ratio migliori; proprio per questo si ricorre al multiplo EV/DACF.

Il DACF è dato dalla somma dei cash flow operativi netti e gli oneri finanziari after-tax.

Questo indice è molto utilizzato in quanto tiene conto del trattamento fiscale (poiché considera valori al netto delle imposte) e poiché non è influenzato dalla struttura finanziaria delle imprese, il che consente una migliore comparazione tra le imprese del settore.

I moltiplicatori di mercato esposti sono quelli più utilizzati nel settore oil&gas. Nella pratica ne vengono utilizzati molti altri e non vengono mai calcolati in maniera isolata.

Dati i vantaggi e gli svantaggi di ognuno di essi, gli analisti utilizzano i multipli di mercato come metodo di supporto a metodi più analitici, ovvero i metodi indiretti o il metodo delle opzioni reali.

3.2.2 Il procedimento applicativo del metodo dei multipli

1. Identificazione del campione di imprese comparabili.

Questa fase è volta all'identificazione di un set di imprese quotate comparabili con l'impresa da valutare. Data l'impossibilità di identificare società omogenee sotto ogni profilo, gli analisti individuano come parametri più significativi per la definizione del paniere di confronto nel settore oil&gas:

- le dimensioni, espresse in termini di capitalizzazione di borsa o volume di riserve detenute;
- mix gas/petrolio, ovvero la percentuale di riserve o di produzione di gas naturale contro quella di petrolio;
- la durata delle riserve, data dal rapporto tra la quantità di riserve certe e la produzione corrente;
- il rapporto tra la quantità di riserve certe non ancora sviluppate (PUDs³⁷) e la quantità di riserve certe.

_

³⁶ Enterprise Value/Debt-adjusted cash flow.

³⁷ Proven undeveloped reserves

2. Scelta dei multipli significativi.

La seconda fase è volta all'elaborazione dei multipli di mercato. Abbiamo visto precedentemente quali sono i multipli più utilizzati nel settore oil&gas.

3. Calcolo dei multipli medi per le società rappresentate nel campione.

I multipli da applicare sono ottenuti calcolando la media dei multipli delle imprese comparabili, scartando eventuali moltiplicatori non significativi o inficiati da anomalie. E' possibile ottenere i multipli anche utilizzando la mediana o la media ponderata, ma questo potrebbe rende maggiormente soggettivo il processo di stima del valore dell'azienda.

4. Orizzonte temporale di elaborazione o rilevazione dei corsi e dei multipli.

E' opportuno che siano rilevati multipli relativi sia ad un orizzonte temporale di breve periodo (1 mese) sia di medio periodo (6/12 mesi), al fine di verificare ed eventualmente eliminare fluttuazioni riconducibili alla volatilità dei mercati azionari o dei singoli titoli.

5. Applicazione dei multipli e stima del valore della società.

I multipli ottenuti sono applicati alle grandezze patrimoniali, finanziarie ed economiche della società oggetto di valutazione, al fine di determinare un intervallo di valori del capitale economico della società.

In formula:

$$E_{(t)} = \left(\frac{P}{x}\right)_{s} * x_{t}$$

dove:

 $\left(\frac{P}{x}\right)_s$ è il moltiplicatore del campione di imprese (s) comparabili al complesso aziendale oggetto di stima (t);

 x_t rappresenta la grandezza ritenuta espressiva del valore del complesso aziendale.

3.2.3 Problemi di applicazione

Abbiamo già evidenziato in precedenza come, gli analisti ricorrono al metodo dei moltiplicatori per validare i risultati ottenuti dai metodi indiretti. Il metodo dei multipli infatti, presenta una serie di limiti che dipendono principalmente dalle difficoltà insite nella scelta del campione delle società comparabili e dei moltiplicatori da utilizzare.

Per quanto riguarda il primo aspetto, vengono presentati una serie di parametri significativi per la costruzione di un paniere razionale, classificati in base a tre livelli di confrontabilità:

✓ confronto infra-settoriale nazionale, ovvero la ricerca di società all'interno dello stesso settore appartenenti al medesimo mercato di quotazione. E' quello più semplice e immediato e conduce a risultati migliori. Tuttavia questa situazione si verifica raramente, soprattutto nel mercato italiano, in cui talvolta non esiste alcuna realtà comparabile.

Il confronto infra-settoriale nazionale dovrebbe orientarsi lungo due direttrici di analisi, basate su elementi sia quantitativi che qualitativi.

Fra le variabili di tipo quantitativo rientrano in primo luogo i dati finanziari ed economici storici e prospettici. Occorre inoltre osservare la dimensione, la crescita, la composizione del fatturato, la configurazione dell'attivo e la struttura finanziaria.

Per quanto concerne gli elementi di tipo qualitativo, quando si selezionano società comparabili all'interno dello stesso settore, bisogna tenere in considerazione il posizionamento competitivo, la formula imprenditoriale (cioè il business model) e la capacità di innovare.

Una volta considerati tutti i possibili elementi di confrontabilità, un possibile approccio (anche se poco utilizzato nella pratica), potrebbe essere quello di ponderare i fattori qualitativi e quantitativi, in termini di peso da attribuire alla singola società che compone il paniere di confronto.

- ✓ confronto infra-settoriale internazionale, che implica l'individuazione di società comparabili anche in mercati finanziari diversi da quello domestico. Questa soluzione è quella adottata dalle aziende del settore oil&gas per via della loro dimensione globale che richiede l'ampliamento del campione includendo realtà estere. In genere l'attenzione è rivolta a società europee e nord americane. Nel confronto internazionale è necessario utilizzare multipli *adjusted* o *clean* che tengono conto delle differenze relative alle politiche di bilancio e al differente trattamento fiscale.
- ✓ confronto intersettoriale, che si rende necessario quando la comparabilità non è rintracciabile in società appartenenti allo stesso settore e pertanto non si ravvisano elementi di somiglianza tali da costituire un paniere significativo. In questo caso è possibile un confronto con realtà che operano in settori sostanzialmente diversi, a condizione che il binomio rischio-rendimento sia analogo a quello dell'impresa da valutare.

Riguardo il secondo aspetto, ovvero la scelta dei moltiplicatori da utilizzare, l'analista deve evitare di utilizzare in modo acritico coefficienti che, nel caso considerato,

potrebbero non essere i più appropriati. Questo significa non considerare solamente i multipli che trovano maggiore applicazione nella prassi, ma cercare indicatori che meglio sintetizzano il valore della società in esame e la sua capacità di creare valore.

In conclusione, è importante riconfermare la necessità di conferire razionalità alla scelta dei multipli e delle società comparabili effettuate, evitando di applicare tale metodo in maniera meccanica, senza coglierne tutte le implicazioni e le sfumature. È altresì necessario ricordare che i metodi di valutazione dei multipli di mercato non possono essere utilizzati mai singolarmente ma soltanto come strumenti di analisi sussidiari ai metodi indiretti

3.3 Metodi indiretti di valutazione

I metodi indiretti effettuano una valutazione delle condizioni di produzione presenti in azienda in un determinato momento sulla base di un modello razionale. I metodi indiretti si possono distinguere in:

- 1. Metodi basati sui flussi, i quali stimano il valore dell'azienda sulla base dei flussi di risultato che è ragionevole attendersi che la stessa produrrà negli anni a venire. Questi a loro volta si distinguono in metodi reddituali e metodi finanziari. I primi individuano come flusso di risultato il reddito che si attende l'impresa produrrà in futuro mentre i metodi finanziari sono basati sui flussi di cassa attesi futuri.
- 2. Metodi patrimoniali, i quali stimano il valore dell'azienda in funzione della consistenza patrimoniale. Si distinguono in metodi patrimoniali semplici, che considerano il valore economico del capitale d'azienda pari al valore delle attività e passività opportunamente rettificate ai valori correnti, e metodi patrimoniali complessi, i quali sommano al valore del patrimonio netto rettificato il valore dei beni immateriali non contabilizzati (know-how, portafoglio lavori, organizzazione umana, licenze, autorizzazioni, marchi, brevetti, insegne e concessioni).
- 3. Metodi misti, che fondono la praticabilità del metodo patrimoniale alla razionalità del metodo reddituale.

Nei paragrafi successivi analizzeremo nel dettaglio i metodi di valutazione che oggi conoscono maggiore applicazione nella pratica operativa nel settore oil&gas.

3.3.1 Discounted cash flow

Il discounted cash flow è il modello di valutazione più diffuso nell'ambito della valutazione d'azienda.

Secondo il DCF il valore di una società ad una certa data è pari al valore dei flussi di cassa che si attende la stessa genererà in futuro, opportunamente scontati in modo tale da riflettere il tempo e i fattori di rischio.

Presupposto fondamentale per l'applicazione di tale metodo è la disponibilità di un piano economico-finanziario previsionale della società oggetto di valutazione.

A seconda dei flussi di cassa utilizzati è possibile distinguere due approcci a questo modello. Riportiamo lo schema di calcolo dei due flussi di cassa:

• Flusso monetario netto della gestione operativa (free cash flow on operation – FCFO):

Margine operativo lordo (EBITDA)

- +/- variazione del CCN
- +/- variazioni del Fondo TFR
- investimenti operativi
- + disinvestimenti operativi
- imposte sul reddito operativo
- = Flusso unlevered (FCFO)
- Flusso monetario netto per gli azionisti (free cash flow to equity FCFE):

Margine operativo lordo (EBITDA)

- +/- variazione del CCN
- +/- variazioni del Fondo TFR
- investimenti operativi
- + disinvestimenti operativi

FCFO al lordo delle imposte

- interessi passivi netti
- imposte sull'utile netto
- +/- rimborsi/versamenti di capitale
- +/- variazione dell'indebitamento netto

⁼ Flusso levered (FCFE)

A seconda dei due flussi di cassa che si intende utilizzare, è possibile distinguere due approcci al modello del DCF:

○ L'approccio *levered* o *equity side*, il quale si basa sull'attualizzazione dei flussi di cassa disponibili per gli azionisti (*free cash flow to equity – FCFE*), scontati ad un tasso che ne riflette il grado di rischio (costo dell'equity – Ke). I flussi di cassa sono calcolati al netto del servizio del debito.

In formula:

$$E = \sum_{t=1}^{n} \frac{FCFE_{t}}{(1+Ke)^{t}} + \frac{FCFE_{n+1} * (1+g)/(Ke-g)}{(1+Ke)^{n}}$$

dove:

n = periodo esplicito;

 $FCFE_t = free \ cash \ flow \ to \ equity \ periodo \ di \ previsione \ esplicita;$

 $Ke = \cos(\theta)$ costo dell'equity (che verrà spiegato in seguito);

 $FCFE_{n+1}$ = flusso di cassa *levered* normalizzato;

g =tasso di crescita atteso.

C'approccio unlevered o asset side, si basa sull'attualizzazione dei flussi di cassa disponibili per tutti coloro che apportano risorse finanziarie in azienda (free cash flow on operation – FCFO). Si suppone che l'azienda sia finanziata interamente da capitale proprio perciò i flussi di cassa disponibili sono calcolati al lordo degli interessi passivi e scontati al Weighted Average Cost of Capital o più comunemente WACC³⁸.

In formula:

$$EV = \sum_{t=1}^{n} \frac{FCFO_{t}}{(1 + WACC)^{t}} + \frac{FCFO_{n+1} * (1+g)/(WACC-g)}{(1 + WACC)^{n}}$$

dove:

n = periodo esplicito;

 $FCFO_t$ = free cash flow on operation periodo esplicito;

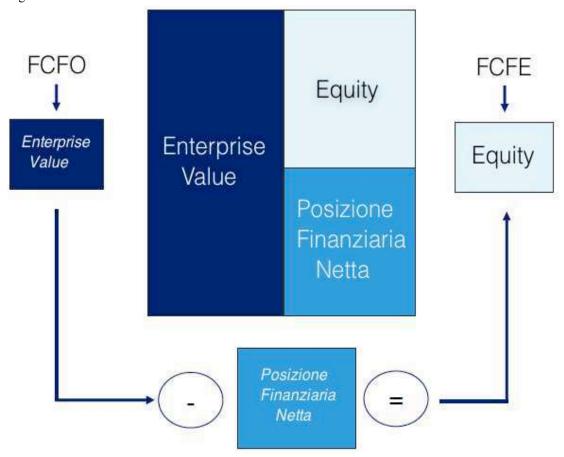
WACC = costo medio ponderato del capitale;

 $FCFO_{n+1}$ = flusso di cassa *unlevered* normalizzato;

g =tasso di crescita atteso.

³⁸ Sul WACC si rinvia alle pagine seguenti.

Figura n. 17 - Schema riassuntivo



Fonte: rielaborazione della slide del corso di Finanza Aziendale Avanzata tenuto dal prof. Marco Vulpiani

Nella valutazione delle aziende del settore petrolifero l'approccio preferito è quello di tipo *asset side* poiché tralascia la stima del livello di indebitamento. L'industria oil&gas è infatti ad alta intensità di capitale in tutte le sue aree operative, il che porta le imprese a fare ampio ricorso a fonti di finanziamento esterne.

Operativamente l'approccio *unlevered* trova applicazione in quanto si evitano previsioni sul reperimento di risorse finanziarie, i cui costi (ovvero gli interessi deducibili fiscalmente) incidono anche sulla quantificazione del carico tributario.

Per questo motivo, escludendo i proventi e gli oneri finanziari si giunge a stimare i flussi di cassa con maggiore attendibilità rispetto alla metodologia *levered* (questo spiega la preferenza della dottrina verso tale approccio).

La stima dei flussi, quindi, non è inficiata dalle scelte dell'azienda in ordine alle politiche finanziarie e di indebitamento.

3.3.1.1 *Unlevered Discounted Cash Flow:* passaggi applicativi

Di seguito mostriamo i principali passaggi applicativi da seguire per la stima del valore economico dell'azienda tramite il metodo dell'*unlevered* DCF.

1. Definizione dell'orizzonte temporale di previsione esplicita.

I flussi di cassa di previsione esplicita devono essere estesi fino a quando la società non raggiunge una posizione di equilibrio sul mercato. Solitamente si considera un orizzonte di previsione di 3/5 anni. Tuttavia, poiché gli investimenti nel settore petrolifero richiedono numerosi anni prima di essere realizzati, è possibile estendere tale periodo (a volte può essere anche di 10 anni) assoggettando però il modello a valutazioni maggiormente imprecise e inficiate da maggiore soggettività.

2. Stima del costo medio ponderato del capitale (WACC).

Il costo medio ponderato del capitale è inteso come il costo che l'azienda deve sostenere per raccogliere risorse finanziarie presso soci e terzi finanziatori. È una media ponderata tra il costo del capitale proprio e del capitale di debito, dove i pesi sono rappresentati dai mezzi propri e dai debiti finanziari della società. In formula:

$$WACC = \frac{E}{D+E} * Ke + \frac{D}{D+E} * Kd * (1-t)$$

dove:

E = valore di mercato dell'equity;

D = valore di mercato del debito (o posizione finanziaria netta);

Ke = costo dell'equity;

Kd = costo del debito;

t = tassazione societaria

Come possiamo notare, il WACC può essere scisso in due parti, il costo dell'equity e il costo dell'indebitamento.

Il costo dell'equity è solitamente calcolato con il *Capital asset pricing model*³⁹, il quale lega il rendimento di un titolo (o progetto di investimento) alla sua componente di rischio non diversificabile, vale a dire non ulteriormente eliminabile tramite diversificazione del portafoglio. La formula è la seguente:

$$Ke = rf + \beta * MRP$$

dove:

rf = rendimento del titolo privo di rischio;

 β = coefficiente di rischiosità sistematica;

MRP = market risk premium ovvero il premio per il rischio aziendale.

³⁹ Di seguito definito con la sigla CAPM.

Il rendimento a rischio nullo utilizzato nella formula è solitamente il rendimento atteso dei titoli di Stato a lungo termine che meglio si adattano allo scopo della valutazione.

Il beta misura la rischiosità specifica, quindi non diversificabile, della singola azienda; in altri termini, è la quantità di rischio che l'investitore sopporta, investendo in una determinata azienda anziché nel mercato azionario nel suo complesso.

Ponendoci in un'altra ottica, il beta indica come varia il rendimento dell'azienda al variare del rendimento di mercato.

Statisticamente, è calcolato attraverso la seguente formula:

$$\beta = \frac{\sigma_{im}}{\sigma_{m}^{2}}$$

dove:

 σ_{im} = covarianza tra il rendimento del titolo i-esimo e il rendimento di mercato; σ_m^2 = varianza del rendimento di mercato.

Se il beta è minore di zero, il prezzo del titolo i-esimo si muove in direzione opposta rispetto a quello di mercato; se il beta è compreso tra zero e uno, le oscillazioni del prezzo del titolo sono inferiori a quelle del mercato; se il beta è maggiore di uno le oscillazioni del prezzo del titolo sono superiori a quelle del mercato.

Se l'azienda non è quotata, non è possibile calcolare il beta partendo dalle osservazioni di mercato, quindi si utilizza il beta medio di settore o delle aziende comparabili.

Nel secondo caso, che è quello più utilizzato, l'analista raccogliere e/o calcola i beta delle imprese *comparables*. Una volta ottenuti tutti i beta è necessario depurarli dal rischio finanziario specifico di ciascuna impresa attraverso la formula di Hamada, ottenendo così un *beta unlevered* operativo.

In questo modo i beta evidenziano solamente il coefficiente del rischio di business.

Di seguito riportiamo la formula di Hamada:

$$\beta_U = \frac{\beta_L}{\left[1 + \frac{D}{E} * (1 - t)\right]}$$

Una volta ottenuto il beta *unlevered* delle aziende *peers*, bisogna calcolare il beta *unlevered* medio, facendo la media ponderata dei beta *unlevered* di ciascuna azienda dove i pesi sono rappresentati dai valori di mercato di ciascuna di esse.

Al fine di eliminare o attenuare gli effetti distorsivi di eventuali valori fuori la media, è possibile utilizzare la mediana o altri metodi di calcolo più sofisticati.

Infine considerando la struttura finanziaria *target* dell'impresa oggetto di valutazione, si calcola il valore del beta *re-levered* utilizzando la formula inversa della formula di Hamada:

$$\beta_L = \beta_U * \left[1 + \frac{D}{E} (1 - t) \right]$$

Nel caso di un'impresa petrolifera integrata, al fine di cogliere le specificità di ogni singola linea di business, il beta dovrebbe essere calcolato disgiuntamente per ciascuna di esse. Infatti, il livello di rischiosità delle attività del settore *upstream* non è paragonabile alla rischiosità delle attività di trasporto del greggio o della sua vendita.

Una volta calcolati i beta dei singoli business, il beta complessivo dell'azienda sarà dato dalla somma dei beta ponderati per il valore delle singole unità di business. Il valore di queste può essere rappresentato dai loro ricavi, dagli utili oppure da altre grandezze. In formula:

$$\beta_{complessivo} = \sum_{i=1}^{n} \beta_i * W_i$$

dove:

n = numero di business in cui opera l'azienda;

 β_i = beta singolo business;

 W_i = grandezza rappresentativa del valore del business.

Per quanto riguarda il costo del debito, questo può essere definito come il costo che l'azienda deve sostenere nelle attuali condizioni di mercato per ottenere un nuovo finanziamento a medio-lungo termine. Il saggio K_d dipende da due fattori:

- Il tasso di interesse *risk free*;
- *Spread*, che indica la possibilità che l'impresa non sia in grado di rispettare i propri impegni di pagamento degli interessi e di rimborso del capitale.

Lo *spread* è stimato sulla base del *rating* delle aziende. L'*Interest Coverage Ratio* (ICR), calcolato come rapporto tra EBIT e oneri finanziari, rappresenta una buona *proxy* per misurare la capacità dell'impresa di ripagare gli interessi finanziari.

La tabella n.1 indica, per ogni valore di ICR il rating corrispondente e di conseguenza quale livello di spread deve essere applicato per il calcolo del capitale di debito.

Tabella n.1 – Interest coverage ratios e default spread

ICR	Rating	Spread
> 8.50	Aaa/AAA	0.75%
6.50 - 8.499	Aa2/AA	1.00%
5.5 – 6.499	A1/A+	1.10%
4.25 – 5.499	A2/A	1.25%
3 – 4.249	A3/A-	1.75%
2.5 - 2.999	Baa2/BBB	2.25%
2.25 – 2.499	Ba1/BB+	3.25%
2 - 2.249	Ba2/BB	4.25%
1.75 – 1.999	B1/B+	5.50%
1.5 - 1.749	B2/B	6.50%
1.25 – 1.499	B3/B-	7.50%
0.8 - 1.249	Caa/CCC	9.00%
0.65 - 0.799	Ca2/CC	12.00%
0.2 - 0.6499	C2/C	16.00%
< 0.2	D2/D	20.00%

Fonte: Damodaran: Ratings. Interest Coverage Ratios and Default Spread

Tuttavia, per la valutazione delle aziende oil&gas integrate ci sono due problemi da affrontare:

- a. il tasso privo di rischio da utilizzare. Questo può variare tra le diverse valute in cui l'impresa detiene il debito. Tale problema è facilmente risolto in quanto si considera il tasso risk-free connesso alla valuta scelta per effettuare la valutazione;
- b. l'altra questione riguarda il *tax rate* utilizzato per il calcolo dello scudo fiscale. La tassazione può variare notevolmente tra i diversi Paesi in cui opera una IOC. Una soluzione è quella di utilizzare l'aliquota del Paese in cui è collocata la sede della capogruppo. L'alternativa è quella di utilizzare il più alto *tax rate* dei Paesi in cui l'impresa opera, in quanto si sostiene che gli interessi passivi saranno indirizzati in quei Paesi dove è possibile massimizzare i benefici fiscali.

Ai fini della determinazione del WACC è importante conoscere il livello di indebitamento (*equity asset ratio* o alternativamente *debt asset ratio*). Tuttavia, l'ostacolo che si pone, noto come "problema della circolarità", è causato dal fatto che per valutare l'azienda è necessario conoscere il costo del capitale, ma al contempo, per calcolare il costo del capitale occorre sapere qual è il valore dell'azienda (in particolare il valore di mercato del capitale proprio e del debito).

Il problema può essere ovviato in diversi modi. La prima soluzione è quella di utilizzare un livello di indebitamento considerato obiettivo (target), cioè quello che l'azienda si aspetta di raggiungere conformemente alle linee strategiche delineate dagli amministratori. Tuttavia è oggettivamente difficile per il management definire tale target *leverage*. Perciò solitamente viene utilizzato un livello di indebitamento pari a quello medio del settore oppure si fa ricorso alla capitalizzazione di mercato e al valore contabile del debito per la stima del capitale.

Un'ulteriore soluzione è stata proposta da Pitabas Mohanty, che nel suo lavoro⁴⁰ ha introdotto un modo iterativo per la determinazione del costo del capitale. Questo approccio si basa sull'assunto che ogni volta che si effettua una stima dell'*equity value* con il DCF lo scarto tra il valore ottenuto e quello corretto tende a diminuire, finché non si giungerà al valore voluto⁴¹.

L'ultima considerazione da fare riguarda la coerenza tra i flussi e i tassi di interesse da impiegare nella valutazione. Se i flussi sono nominali allora dovranno essere scontati ad un tasso al lordo di inflazione; si dovrà utilizzare un tasso depurato da inflazione se i flussi da scontare sono dei flussi reali

3. Stima del valore residuo o terminal value.

L'enterprise value è dato dalla somma dei flussi di cassa attualizzati del periodo esplicito e dal *terminal value*⁴². Quest'ultimo corrisponde al valore previsto dell'azienda all'anno n, ultimo anno di periodo esplicito. In formula:

$$TV = \frac{FC_{n+1} * (1+g)}{(r-g)}$$

Il TV assume valori che mediamente sono pari a circa due/terzi dell'intero EV, ragion per cui è necessario che il suo calcolo possegga delle adeguate condizioni di coerenza che ne giustificano l'applicazione.

_

⁴⁰ A Practical Approach to Solving the Circularity Problem in Estimating the Cost of Capital.

⁴¹ Per maggiori approfondimenti sul metodo iterativo per la determinazione del costo del capitale si veda il paper: *A Practical Approach to Solving the Circularity Problem in Estimating the Cost of Capital*.

⁴² Di seguito indicato con la sigla TV.

Innanzitutto, è necessario determinare il flusso di cassa operativo normalizzato del periodo n, tenendo conto dei seguenti input:

- EBIT normalizzato, ovvero depurato di ogni componente straordinaria o accessoria;
- Si ipotizza una variazione del capitale circolante netto pari a zero;
- Si assume che il valore degli investimenti in immobilizzazioni fisse sia pari al valore degli ammortamenti.

Un importante elemento per il calcolo del TV è rappresentato dal tasso di crescita "g", che rappresenta il tasso al quale si prevede cresca il flusso di cassa operativo normalizzato dell'azienda per la sua vita residua.

I due approcci più diffusi sono il modello gordoniano, secondo cui il FCFO normalizzato cresce ad un tasso costante ogni anno, per tutta la vita resida dell'impresa, e il modello del flusso costante perpetuo (*steady state*) il quale prevede un tasso di crescita nullo per tutta la durata della vita dell'impresa.

La scelta dell'uno o dell'altro metodo dipende dalla fase di sviluppo in cui l'azienda si trova al momento della valutazione; trattandosi di un'azienda costituita da pochi anni e in crescita si è propensi ad utilizzare un tasso di crescita positivo, se invece l'azienda è in una fase di maturità, si dovrebbe utilizzare un tasso di crescita nullo.

Inoltre il tasso di crescita va confrontato con il tasso di crescita dell'economia e del business in cui opera l'azienda.

Nel settore petrolifero si opta solitamente per il modello *steady state*. Questa scelta è legata al fatto che il mercato dell'oil&gas è un mercato maturo quindi con ridotti tassi di crescita. Inoltre non sono trascurabili, nel medio-lungo periodo, le dinamiche concorrenziali che possono influire negativamente sui risultati dell'impresa. Da ultimo si deve tener conto della possibilità di declino del settore derivante da fattori legati all'evoluzione tecnologica delle fonti energetiche rinnovabili o da cambiamenti normativi quali l'obbligo di riduzione delle emissioni di anidride carbonica o incentivi fiscali per la produzione di energia rinnovabile. Tutte queste considerazioni spingono gli analisti ad effettuare stime prudenziali e applicare al modello un tasso di crescita nullo.

4. Stima del valore dei surplus assets.

Si tratta di attività accessorie non strumentali quali immobili strumentali non utilizzati o immobili aventi natura non strumentale, partecipazioni non strumentali, *excess cash* e tutti gli altri elementi patrimoniali non pertinenti allo svolgimento dell'attività operativa, poiché ritenuti non strumentali all'esercizio dell'azienda nonché delle componenti soggette a valutazione autonoma.

I flussi relativi a tali attività devono essere eliminati per il calcolo del valore operativo e sommati all'Enterprise Value al loro valore di mercato.

In presenza di tali asset la formula per il calcolo del valore del capitale economico dell'azienda diventa:

$$EV = \sum_{t=1}^{n} \frac{FCFO_{t}}{(1 + WACC)^{t}} + \frac{FCFO_{n+1} * (1+g) / (WACC - g)}{(1 + WACC)^{n}} + SA$$

3.3.1.2 Problemi applicativi del DCF

Di seguito riportiamo alcuni limiti insiti nel modello del *discounted cash flow*, nonché alcune problematiche specifiche della valutazione delle imprese oil&gas.

- 1. La stima delle riserve, dei pozzi e dei siti produttivi è soggetta a significativa incertezza, sebbene questa diminuisce sostanzialmente durante gli anni di vita degli asset.
 - Diverse tecniche sono utilizzate per tener conto di questo grado di aleatorietà, comprese tecniche statistiche e analitiche.
- 2. Con la locuzione *surface risk* si vuole indicare la molteplicità di problematiche politiche, logistiche, ambientali, commerciali e burocratiche che possono influenzare i risultati prodotti da un progetto. La soluzione preferibile è incorporare questi rischi nel modello del DCF tramite una modifica dei cash flow. Alcuni di questi rischi potrebbero essere incorporati all'interno del piano economico-finanziario previsionale data la presenza di dati storici sui quali basare le stime necessarie. Tuttavia, la maggior parte dei *surface risk* restano imprevedibili, per cui l'unica soluzione è quella di riflettere tale rischi nella determinazione del tasso al quale scontare i flussi di cassa.
- 3. Le imprese integrate lungo tutte le attività del settore oil&gas operano solitamente a livello internazionale. Questo le conduce a collocare il reddito imponibile in un Paese piuttosto che in un altro, data l'applicazione di diversi regimi fiscali. Infatti, la non uniformità della normativa fiscale sul piano internazionale consente alle imprese di compiere arbitraggi tra un Paese e l'altro.
 - Il modello del DCF, poiché considera un'unica aliquota di imposta nel calcolo del WACC, non tiene conto di tali risparmi.
- 4. Poiché le compagnie petrolifere operano in diversi Paesi, è necessario scegliere la valuta nella quale esprimere il valore del capitale economico. Spesso è più

semplice lavorare con la valuta utilizzata della capogruppo per la redazione della relazione finanziaria.

- 5. Il modello del DCF è basato sull'assunzione che il livello di *leverage* è costante per l'intera durata di vita dell'azienda. Si tratta ovviamente di un'assunzione molto forte e poco veritiera che, come spiegato anche precedentemente, rende particolarmente difficile il lavoro dell'analista anche nella determinazione del livello di indebitamento target da selezionare.
- 6. Ci sono numerosi problemi inerenti alla stima dei cash flow attesi che possono condurre l'analista che applica il modello del DCF a valutare l'azienda in maniera erronea.

Come analizzato in precedenza, il periodo di previsione esplicita potrebbe estendersi anche fino ad un periodo di 10 anni. Gli analisti potrebbero effettuare delle stime dei FCFO ragionevoli per i primi anni del piano, ma queste previsioni diventano sempre più difficili e inficiate da soggettività per gli esercizi più lontani. Inoltre, le previsioni di ogni anno sono largamente basate su quelle degli anni precedenti. Di conseguenza, se per i primi anni di previsione esplicita sono state fatte delle assunzioni inesatte, anche se di minima importanza, queste possono avere degli effetti rilevanti nella stima dei cash flow operativi negli anni successivi e quindi condurre ad un valore del capitale economico errato.

3.3.2 Adjusted Present Value

Il modello APV si presta particolarmente allo studio delle imprese oil&gas integrate e che operano a livello globale, poiché la collocazione dell'indebitamento in un Paese piuttosto che in un altro non è indifferente ai fini della determinazione dello scudo fiscale, ovvero della deducibilità degli interessi passivi.

La mancata uniformità della normativa fiscale a livello internazionale permette alle compagnie petrolifere di compiere arbitraggi tra un Paese e l'altro.

Si può osservare come le imprese integrate imputano la maggiore quota dei profitti alla divisione *upstream*, che generalmente è organizzata su tante società quanti sono gli Stati in cui l'impresa capogruppo opera, mentre gli oneri finanziari sono scomputati dal reddito nello Stato in cui vi è la sede legale del gruppo, così da beneficiare dei vantaggi derivanti dallo scudo fiscale.

A differenza del DCF, dove la valutazione dei benefici fiscali è implicita nella formula del WACC, il modello dell'APV permette di valutare separatamente i benefici fiscali collegati alla deducibilità degli interessi passivi.

Nell'APV infatti, il valore dell'azienda è calcolato come somma del valore *unlevered* dell'EV (come se l'impresa fosse finanziata interamente da capitale proprio) e del valore attuale dei risparmi fiscali. In formula:

$$V_L = V_U + V_{TS}$$

dove:

V_L= valore *levered* dell'azienda;

V_U = valore *unlevered* dell'azienda;

V_{TS} = beneficio fiscale del debito.

3.3.2.1 Step applicativi del APV

1. Stima dei cash flow unlevered

I cash flow considerati per la stima del valore *unlevered* dell'azienda sono gli *unlevered* cash flow.

2. Stima del tasso di sconto

Il tasso di sconto dei cash flow *unelvered* è il costo del capitale *unlevered*. Questa assunzione è coerente con l'obiettivo di determinare il valore dell'azienda finanziata esclusivamente con equity. In formula:

$$K_{eu} = rf + \beta_U * MRP$$

Come visto nel modello del DCF, se la stima del beta è basata sui beta delle imprese comparabili, per non tener conto del rischio finanziario specifico di ciascuna di esse, è necessario "purificare" tale beta utilizzando la formula di Hamada.

3. Stima del valore residuo

Così come nel modello del DCF, anche nell'APV il valore residuo dell'azienda (ipotizzando uno scenario a crescita nulla) è stimato utilizzando la seguente formula:

$$TV = \frac{FCFO_{n+1}}{K_{eu}}$$

4. Stima del valore del beneficio fiscale

Il valore del beneficio fiscale è dato dalla somma dei benefici fiscali annuali del periodo esplicito, opportunamente scontati.

Il tasso di sconto da utilizzare per l'attualizzazione è oggetto di dibattito in letteratura. Vi sono tre principali posizioni:

- costo del debito. Poiché i benefici fiscali derivano dagli oneri finanziari associati alla posizione debitoria dell'impresa, i sostenitori di questa scelta ritengono che il tasso da applicare sia il costo del debito;
- costo dell'equity unlevered. Gli studiosi in favore di questa posizione sostengono che in assenza di reddito soggetto a tassazione non ci sarebbero neanche i benefici fiscali. Dal momento che il reddito d'impresa è sottoposto al rischio d'impresa, il tasso al quale dovrebbero essere scontati i cash flow è il costo dell'equity *unlevered*;
 - tasso intermedio tra il costo del debito e il costo dell'equity *unlevered*.

In un loro paper⁴³, Ehrhardt e Daves hanno stimato l'impatto combinato del tasso di crescita e dello scudo fiscale nella determinazione del valore dell'azienda.

Confrontando i differenti approcci, i due autori hanno mostrato che se il beneficio fiscale di un'impresa in crescita è scontato ad un tasso più basso del costo unlevered dell'equity allora il valore dell'azienda risulta essere inconsistente con il suo valore reale.

Sulla base di queste considerazioni teoriche, la maggior parte degli analisti concordano nell'utilizzare il tasso unlevered del costo del capitale come tasso di sconto dei benefici fiscali.

5. Stima del valore dell'impresa (EV)

Il valore dell'impresa è calcolato come somma del valore dell'azienda in assenza di debito V_U e il valore dei benefici fiscali del debito V_{TS} .

3.3.3 Net Asset Value valuation

Per la valutazione delle imprese oil&gas, in particolare quelle che operano nella fase di esplorazione e produzione (*E&P company*), il NAV è uno dei modelli più utilizzati.

A differenza del DCF, il NAV non si basa sull'assunzione che l'impresa abbia un vita illimitata. Si considera invece, che l'impresa non effettui nessun investimento in attivo fisso e che operi fino a quando le sue riserve siano completamente terminate.

Si assume che non sia pianificata nessuna spesa in CapEx, dunque nessun investimento per la ricerca di nuove riserve e per la ricerca di nuovi siti.

Quindi, il valore dell'intera impresa è dato, per un buon 90%, dal valore delle riserve detenute dall'azienda alla data di valutazione

⁴³ Ehrhardt, M. C., & Daves, P. R. (1999). "The adjusted present value: the combined impact of growth and the tax shield of debt on the cost of capital and systematic risk", Unpublished working paper University of Tennessee.

Di seguito mostriamo il procedimento per l'applicazione di tale modello:

1. Tracciare il livello delle riserve, i ricavi e i costi dell'impresa

Innanzitutto l'analista deve tracciare il livello iniziale e finale delle riserve dell'impresa di ogni anno, il valore annuale di produzione, i costi medi di produzione, il prezzo medio di mercato per ogni commodity per gli anni anteriori a quello di valutazione.

2. Stimare il *production decline rate* e calcolare i ricavi dell'azienda fino al termine delle proprie riserve

Il production decline rate è il tasso al quale l'impresa consuma le riserve che detiene.

Per stimare tale tasso possono essere utilizzati complessi modelli matematici e analisi di regressione oppure più semplicisticamente assumere un tasso sulla base dell'utilizzo delle riserve degli anni precedenti (analisi basata su dati storici) o sulla base dei tassi di declino, opportunamente rettificati, delle imprese comparabili operanti nella stessa regione produttiva (analisi basata su dati esterni).

Una volta individuato il *production decline rate*, bisogna calcolare il volume di petrolio prodotto ogni anno e moltiplicarlo per la stima del prezzo medio di mercato di ogni anno, fino alla data di esaurimento delle riserve, per ottenere il volume dei ricavi annui.

Nella prassi vengono effettuate delle analisi di sensitività o di scenario (*low*, *mid* e *high*) al fine di verificare la sensibilità di tale tasso a cambiamenti dei fattori chiave.

3. Stimare i costi futuri dell'impresa

Si considerano le spese di produzione e di sviluppo, entrambe collegate al volume di produzione determinato nella fase precedente. Non si considerano invece le spese di esplorazione, poiché si suppone che l'impresa non effettui nessun investimento per aumentare le proprie riserve disponibili.

4. Stimare i cash flow

Sottraendo i costi di produzione e di sviluppo dai ricavi e moltiplicando quanto ottenuto per (1- *tax rate*) si ottengono i cash flow al netto delle tasse di ogni anno, fino alla data di esaurimento delle riserve stimata attraverso il *production decline rate*.

A questo punto, bisogna opportunamente scontare i cash flow così ottenuti al tasso standard utilizzato nell'industria oil&gas, pari al 10%, e sommarli per ottenere il valore dell'impresa.

5. Sommare il valore delle imprese di esplorazione e produzione con quello delle altre imprese facente parti del gruppo

Nel caso in cui oggetto della valutazione siano imprese integrate sull'intera catena del valore, per calcolare l'Enterprise Value bisogna sommare il valore delle imprese che

operano nella fase di *upstream*, ottenuto tramite il modello NAV, con quello delle altre imprese del gruppo, calcolato con altre metodologie di valutazione.

3.3.4 Metodo Sum of The Parts

Come accennato nell'ultimo step del metodo NAV, numerosi sono i gruppi di imprese del settore oil&gas che operano in tutte le fasi della catena del valore.

Per valutare questi gruppi, bisogna determinare il valore delle loro imprese che operano nei segmenti *upstream*, *midstream*, *downstream* in maniera separata, sommandoli solo successivamente per determinare il valore complessivo dell'impresa integrata.

Dunque, per esempio, potrebbero essere utilizzati il metodo del NAV per calcolare il valore delle imprese che operano nel segmento *upstream*, il metodo dei multipli di mercato per il segmento *downstream*, il metodo dell'APV per il segmento *midstream* e poi sommare i valori riferiti a ciascuna di esse per stimare il valore complessivo del gruppo.

Analizziamo i principali step applicativi del modello:

1. Definizione dei segmenti di business

In questa fase si definiscono i segmenti di business nei quali si divide la società soggetta al processo di valutazione.

E' importante sottolineare che, la definizione delle *business unit* utilizzata per la valutazione tramite il modello SOP, può differire da quella effettuata internamente dal gruppo per la definizione delle *cash genereting units* (CGU) o da quella basata sulle entità legali che costituiscono il gruppo.

2. Stima dell'EV di ogni business

Per ogni segmento di business identificato, si stima il valore di mercato utilizzando il metodo più adatto alle caratteristiche specifiche del business.

3. Stima dell'Enterprise Value della società nel suo complesso

In questa fase si stima l'EV del gruppo oggetto di valutazione come somma del valore di ogni *business unit*.

4. Stima dell'Equity Value della società

Sottraendo all'EV, ottenuto nella fase precedente, il valore di mercato del debito netto del gruppo e sommando il valore della cassa e dei surplus assets (se presenti), si ottiene l'Equity Value della società.

Quando un gruppo è valutato con il metodo SOP, alcune condizioni devono essere rispettate:

- La somma dei cash flow attesi di ogni *business unit* deve essere pari al valore dei cash flow dell'intero gruppo;
- La media ponderata dei tassi di sconto applicati per l'attualizzazione dei flussi di cassa di ogni *business unit*, dove i pesi sono rappresentati dal valore di ogni *business unit*, deve essere uguale al tasso di sconto dell'intero gruppo da valutare.

Infine, vi sono diversi limiti cui è soggetta l'applicazione di tale modello:

- Il modello SOP necessità di numerose informazioni relative ad ogni segmento nel quale si divide il gruppo. Tuttavia, in molti casi, non sono disponibili sufficienti dati ed informazioni per valutare ogni segmento di business;
- Un altro problema è rappresentato dalla presenza di sinergie ed economie di scala, le quali sussistono solo se si valuta l'azienda in un'ottica di gruppo. Tuttavia, valutando i segmenti di business separatamente, è necessario apportare delle rettifiche al fine di non considerare tali benefici;
- La centralizzazione degli oneri fiscali e la presenza delle operazioni intracompany creano spesso problemi nel processo valutativo dei gruppi.
 Le imprese oil&gas tendono ad imputare gli oneri fiscali alla capogruppo così
 che questa possa godere dei benefici derivanti dallo scudo fiscale.
 Per quanto riguarda invece le operazioni intra-company, i prezzi applicati a tali
 operazioni sono spesso artificiali, guidati più da ragioni di carattere fiscale che
 dalle dinamiche di mercato.

3.3.5 L'analisi di sensitività e l'analisi per scenari

L'analisi di sensitività consente di valutare gli effetti prodotti su un modello (DCF, APV o qualsiasi altro modello) indotti dalle modifiche del valore dei propri input chiave. Viene anche chiamata analisi *what if*, in quanto ci si domanda come varia il valore dell'EV o dell'Equity al variare di un singolo o di un numero limitato di input assunti nel modello.

Lo studio della sensitività del valore dell'azienda è fondamentale nel processo di stima poiché l'analista elabora un range di valori anziché un dato puntuale. Ciò consente un esame dei risultati della valutazione più completo e coordinato, potendo considerare contemporaneamente un vasta gamma di valori e quindi un ventaglio di possibili scenari.

Questa analisi consente quindi di valutare in che misura l'incertezza a cui è soggetta ognuna delle variabili possa influenzare il valore dell'azienda stimato dal modello e quanto il valore della stessa è sensibile ai mutamenti degli input su cui si basa.

Al fine di costruire un'analisi di sensitività, l'analista dovrà determinare le variabili in entrata da far variare. Gli input oggetto dell'analisi *what if* possono essere il costo medio del capitale, il tasso di crescita perpetuo dei flussi di cassa, il prezzo del petrolio, l'ammontare di riserve disponibili, il tasso di produzione e così via. Queste variabili possono essere modificate singolarmente oppure in coppia, attraverso la costruzione di una tabella a doppia entrata.

Figura n.18 - Analisi di sensitività attraverso la tabella a doppia entrata (esempio).

	g						
		0%	0,50%	1%	1,50%	2%	2,50%
wacc	6%	1281,9875	1499,8263	1761,2328	2080,7297	2480,1008	2993,5780
	6,50%	1075,8352	1258,4337	1474,2318	1733,1896	2049,6936	2445,3236
	7%	899,2590	1054,3126	1235,2085	1448,9946	1705,5379	2019,0908
	7,27830%	811,5380	953,7991	1118,7195	1312,1812	1542,2951	1820,5672
	8%	612,6449	728,0598	859,9627	1012,1582	1189,7197	1399,5651
	8,50%	494,7756	595,6759	710,0296	840,7195	991,5156	1167,4444

Fonte: nostra elaborazione

Soprattutto nel caso in cui l'analista decida di far variare una variabile alla volta, mantenendo le altre variabili costanti, bisogna tener bene a mente che nella realtà tutte le variabili si muovono contemporaneamente. Inoltre, l'analista deve cercare di limitare il numero di analisi da effettuare, tenendo in considerazione solamente gli input più importanti. Infatti, se si considerano decine di variabili, si perde di mira l'obiettivo ultimo dell'analisi stessa, ovvero consentire al valutatore di prendere delle decisioni più robuste e qualitativamente migliori.

Nella pratica, un'altra analisi molto utilizzata è quella per scenari (*scenario analysis*). Questa permette di considerare come varia il valore dell'azienda al variare dei possibili scenari di mercato futuri.

Una valutazione infatti, sarà tanto più attendibile quanto maggiore è la sua adattabilità ai mutamenti di scenario.

Ci sono diversi modi in cui si può strutturare un'analisi di scenario:

O Best-case, worst-case analysis. Il valore d'azienda viene stimato considerando oltre allo scenario base, ovvero quello considerato nel modello, altri due scenari: lo scenario best, dove le variabili vengono fatte variare in modo da rispecchiare la situazione più favorevole, e lo scenario worst, cioè lo scenario che rappresenta una situazione pessimistica.

 Plausible scenarios. In questo caso si definiscono gli scenari che si ritengono maggiormente plausibili e si stima il valore economico d'azienda in ciascuno di essi.

In entrambi i casi è possibile attribuire a ciascun scenario una probabilità e stimare il valore economico d'azienda come media ponderata degli Enterprise Value stimati nei diversi scenari, dove i pesi sono rappresentati appunto dalle probabilità assegnate ad ogni scenario. In formula:

$$EV = \sum_{i=1}^{n} EV_i * p_i$$

dove:

EV = Enterprise Value;

n = numero scenari;

 EV_i = stima Enterprise Value nei diversi scenari;

 p_i = probabilità attribuita ai diversi scenari.

Nel caso di un'analisi per scenari plausibili, una scelta importante è definire il numero di scenari da analizzare. Come per l'analisi di sensitività, anche in questo caso, un numero eccessivamente elevato di scenari potrebbe rendere maggiormente complicata la comprensione di quale sia la congrua stima del valore del capitale economico d'azienda.

L'analisi per scenari, nonostante sia uno strumento molto valido ed utilizzato, presenta alcuni limiti. Prima di tutto può produrre dei risultati ambigui. È difficile determinare infatti quali dovrebbero essere o quali sono realmente gli scenari *best* e *worst*. Un altro problema importante è che molti input del modello sono tra loro correlati. Per esempio, un aumento del prezzo del petrolio probabilmente porterà ad un aumento dell'attività nel settore, creando una maggiore domanda ed un aumento dei costi. La stima della futura correlazione tra i diversi input del modello risulta essere solitamente difficile da considerare nel processo di valutazione.

3.3.6 La Monte Carlo simulation

Per il processo di valutazione delle E&P company uno strumento importante è la Monte Carlo simulation.

I metodi Monte Carlo, principalmente utilizzati in finanza per la valutazione delle opzioni e dei derivati, stanno timidamente trovando applicazione anche nell'ambito della valutazione aziendale.

Come abbiamo visto precedentemente, il valore delle aziende che operano nel settore *upstream* è dato in buona parte dal valore delle riserve certe detenute dalle stesse.

Tuttavia, al fine di stimare il valore economico d'azienda, oltre a questi core asset, bisogna valutare anche l'*exploration portafolio*, ovvero il portafoglio dei progetti di esplorazione che l'impresa ha intenzione di portare avanti e sui quali ha già condotto dei sondaggi e delle analisi preliminari.

Poiché questi progetti hanno un grado di incertezza molto elevato, per determinare il loro valore è necessario fare ricorso a tecniche sofisticate tra le quali vi è la simulazione Monte Carlo.

Nella simulazione Monte Carlo gli input del modello base, il quale solitamente è il DCF (chiamato *Stochastic* DCF), non sono definiti in un singolo valore, ma attraverso una distribuzione di probabilità. Questo significa che non esiste una soluzione deterministica ma bisogna eseguire il modello migliaia di volte così da ottenere un output che sia anch'esso espresso in termini di distribuzione.

Questo consente ai valutatori di analizzare un'intera distribuzione di risultati, il suo valore medio e la sua deviazione standard (cioè la *proxy* della rischiosità del progetto di esplorazione).

Il valore complessivo dell'azienda sarà quindi dato dalla somma del valore dei core asset, ovvero il valore delle riserve e degli altri asset chiave dell'impresa, calcolati con i metodi tradizionali (DCF, NAV, ecc) e del valore dell'*exploration portafolio*, stimato attraverso la simulazione Monte Carlo.

Di seguito le fasi da seguire per effettuare la simulazione Monte Carlo:

1. Scegliere gli input da far variare nella simulazione.

Nella Monte Carlo *simulation* non vi è alcun vincolo sul numero di input che è possibile far variare.

In teoria potremmo definire distribuzioni di probabilità per ogni input del modello di valutazione. Tuttavia, nella realtà questo richiederebbe un ingente quantità di tempo e risulterebbe poco profittevole, soprattutto per quelle variabili che hanno un impatto solo marginale sul valore economico d'azienda. Di conseguenza, ha senso focalizzare l'attenzione solo sulle variabili che hanno un impatto significativo sull'Enterprise Value quali il prezzo del petrolio, la quantità di riserve disponibili, il tasso di produzione ecc.

2. Definire la distribuzione di probabilità per queste variabili.

Questo è lo step chiave ma anche quello più complesso. In generale, ci sono tre modi in cui si può definire la distribuzione di probabilità:

Dati storici: per le variabili sulle quali si hanno a disposizione dati storici affidabili (per esempio il prezzo del petrolio o il tasso di produzione), è possibile utilizzare questi dati per definire la loro distribuzione. Implicito in questo approccio è l'ipotesi che non vi siano cambiamenti strutturali nel mercato tali da rendere i dati storici non più validi.

- Cross sectional data: per alcune variabili, la loro distribuzione può basarsi su delle proxy che approssimano l'andamento della variabile considerata.
- Distribuzione statistica: per la maggior parte delle variabili di ingresso del modello, le due modalità precedenti sono insufficienti o inaffidabili. In questi casi, si deve scegliere una distribuzione statistica che meglio cattura la variabilità dell'input e bisogna stimare i parametri di tale distribuzione. Molti software ora forniscono una ricca varietà di distribuzioni tra cui scegliere, anche se la scelta della distribuzione e dei sui parametri rimane ancora una fase critica della simulazione Monte Carlo.

3. Verificare la presenza di possibili correlazioni tra gli input del modello.

Per esempio, un aumento del prezzo del petrolio probabilmente porterà ad un aumento del tasso di produzione.

Quando c'è una forte correlazione, positiva o negativa, tra gli input si hanno due scelte. La prima è quella di tener conto solo dell'input che ha l'impatto maggiore sul valore dell'azienda. L'altra è costruire in modo esplicito la correlazione tra gli input nella simulazione. Questo processo richiede software sofisticati e aggiunge ulteriori dettagli al processo di stima. Le correlazioni tra gli input del modello possono essere stimate attraverso l'osservazione di dati storici.

4. Eseguire la simulazione.

Per ogni simulazione si ottiene un risultato; l'insieme di questi risultati andranno a definire le distribuzioni che verranno poi utilizzate per stimare il valore economico dell'azienda. Questo processo può essere ripetuto quante volte lo si desidera, sebbene il contributo marginale di ogni simulazione diminuisca all'aumentare del numero delle simulazioni condotte. Il numero delle simulazioni effettuate sarà determinato da:

- Numero degli input. Maggiore è il numero degli input da far variare, maggiore sarà il numero delle simulazioni;
- Caratteristiche delle distribuzioni di probabilità. Maggiore è la diversità delle distribuzioni in un'analisi, maggiore è il numero delle simulazioni richieste. Quindi, il numero di simulazioni sarà minore nel caso in cui

tutti gli input hanno una distribuzione normale rispetto ad un'analisi in cui gli input hanno distribuzioni differenti tra loro;

 Gamma di risultati. Maggiore è la potenziale gamma di risultati di ogni input, maggiore sarà il numero di simulazioni da condurre.

La Monte Carlo *simulation*, fornendo delle stime del valore atteso e della distribuzione degli input del modello, conduce a una migliore stima del valore dell'azienda oggetto di valutazione.

Gli aspetti che rappresentano dei limiti nel processo applicativo delle simulazioni Monte Carlo sono il tempo e le notevoli risorse da impiegare nella costruzione di un modello accurato. Inoltre, come per tutti i modelli, i risultati delle simulazioni saranno errati se verranno inseriti input sbagliati. La bontà dei risultati infatti, è direttamente correlata alla qualità delle variabili inserite nella simulazione.

3.4 Metodo delle opzioni reali

Il valore dell'equity ottenuto dal modello di valutazione del DCF, ignora le opzioni strategiche della società, in particolare le opzioni sulle risorse naturali.

Nella valutazione delle acquisizioni, le opzioni strategiche che possono aprirsi per l'impresa acquirente, come risultato dell'operazione, spesso non sono considerate.

Tuttavia, il valore delle opzioni, soprattutto nel settore oil&gas, può arrivare ad assumere valori significativi, ragion per cui deve essere definito in modo esplicito e valorizzato. Infatti, molti investimenti ed acquisizioni sono concluse solo in ragione delle potenziali opzioni in esse incorporate.

Una parte della letteratura ritiene che, nonostante ci siano opzioni incorporate nella maggior parte delle decisioni di acquisizione, queste non possono essere valutate con precisione. Un'altra parte sostiene invece che bisogna cercare di stimare quantitativamente il valore di queste opzioni e incorporarle nel processo decisionale.

Al fine di comprendere il modello delle opzioni reali (ROV⁴⁴) effettueremo una breve analisi del sistema di *pricing* delle opzioni finanziarie. In seguito analizzeremo il modello di Black-Scholes per la valutazione delle opzioni finanziarie, mostreremo le sue criticità e le corrispondenze tra le opzioni finanziarie e le opzioni reali. Inoltre, analizzeremo il processo di valutazione di una riserva petrolifera attraverso il modelle ROV e le difficoltà insite nel processo di valutazione. In conclusione illustreremo teoricamente il processo di valutazione di un'azienda attraverso il modello delle opzioni reali.

-

⁴⁴ Real option valuation.

3.4.1 Nozioni di base

Secondo la definizione di Borsa Italiana "le opzioni sono contratti finanziari che danno al compratore il diritto, ma non l'obbligo, di acquistare una data quantità di una attività finanziaria sottostante (titoli, indici, valute, etc...) ad un determinato prezzo di esercizio chiamato *strike* ad una data specifica o entro tale data.

Nel caso in cui l'opzione possa essere esercitata solo alla scadenza avremo opzioni cosidette "europee", mentre le opzioni "americane" danno al possessore la possibilità di esercizio in qualunque momento entro la data di scadenza".

Dal momento che è un diritto e non un obbligo, il titolare dell'opzione può scegliere di non esercitare il diritto e portare in scadenza l'opzione.

Ci sono due tipi di opzioni:

a) Opzioni *call*. Garantisce al possessore il diritto di comprare a scadenza (o entro la scadenza) e ad un prezzo prestabilito (premio) il sottostante. Se alla scadenza, il valore del sottostante è maggiore del prezzo *strike*, cioè del prezzo che bisogna pagare per esercitare l'opzione, questa viene esercitata e il profitto lordo realizzato sarà dato dalla differenza tra il prezzo di mercato del sottostante e lo *strike*.

Il profitto netto dell'investimento è dato dalla differenza tra il profitto lordo e il prezzo dell'opzione pagato inizialmente.

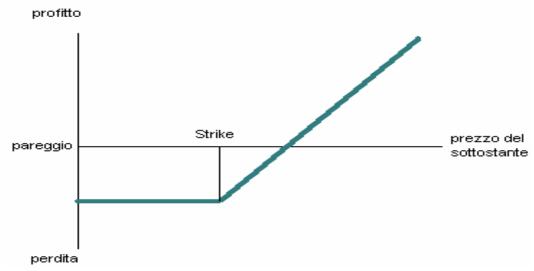
Se invece il valore del sottostante è minore del prezzo *strike*, l'opzione viene fatta scadere senza essere esercitata.

La figura n.19 illustra il *payoff* di una opzione *call*. L'asse orizzontale del grafico indica il prezzo del sottostante: verso destra i prezzi aumentano, verso sinistra i prezzi diminuiscono.

L'asse verticale indica invece i profitti (o le perdite) dell'acquirente dell'opzione.

Come già detto, poiché l'acquisto dell'opzione ha un costo, il grafico ha partenza in territorio negativo. In caso di ribasso dei prezzi, il valore della *call* tenderà a zero e la massima perdita che l'investitore sosterrà sarà il premio pagato. L'opzione acquisirà senso solo se il prezzo di mercato del sottostante sarà maggiore dello *strike*.

Figura n.19 - Payoff di un'opzione call



Fonte: Borsa Italiana

b) Opzioni put. Un'opzione put da all'acquirente il diritto di vendere a scadenza il sottostante ad un prezzo prefissato. Se il prezzo del sottostante è maggiore del prezzo strike, l'opzione non sarà esercitata e il suo valore sarà nullo. Se d'altra parte, il prezzo del sottostante è minore del prezzo di esercizio, il possessore della put eserciterà l'opzione.

Una put ha un profitto negativo se il valore del sottostante è maggiore del prezzo strike, mentre produce un profitto lordo positivo dato dalla differenza tra il prezzo strike e il valore del sottostante.

Questo può essere riassunto graficamente:

profitto Strike prezzo del pareggio sottostante perdita

Figura n.20 - Payoff di un'opzione put

Fonte: Borsa Italiana

Il valore di un'opzione è determinato da un notevole numero di variabili relative al sottostante e ai mercati finanziari. Di seguito:

- a) Valore corrente del sottostante. Il valore delle opzioni deriva da un'attività sottostante cui esse sono legate. Di conseguenza, le variazioni del valore del sottostante influiscono sul valore delle opzioni. Poiché l'opzione *call* fornisce il diritto di acquisire l'attività sottostante ad un prezzo prefissato, un aumento del valore del sottostante comporterà un aumento del valore della *call*. Le opzioni *put*, al contrario, vedono diminuire il proprio valore all'aumentare del valore del sottostante.
- b) Varianza del valore dell'attività sottostante. L'acquirente di un'opzione ha il diritto di acquistare o vendere l'attività sottostante ad un prezzo predefinito. Maggiore è la varianza del valore del sottostante, maggiore è il valore dell'opzione, sia nel caso di opzione *call* che *put*.

 Anche se può sembrare contro intuitivo che l'aumento di una misura di rischio comporti un aumento del valore, le opzioni sono diverse dagli altri titoli in quanto l'acquirente delle stesse non può mai perdere più del prezzo che paga per acquistarle. Dunque, quest'ultimo ha la possibilità di guadagnare ritorni significativi da più ampi movimenti di prezzo.
- c) Dividendo pagato dal sottostante. Il valore dell'attività sottostante può diminuire in seguito al pagamento dei dividendi effettuato durante la vita dell'opzione.
 - Di conseguenza, il valore di una *call* è una funzione decrescente della dimensione dei dividendi attesi, mentre il valore di una *put* è una funzione crescente dei dividendi attesi.
- d) Prezzo di esercizio o prezzo *strike* dell'opzione. Una caratteristica chiave utilizzata per descrivere una opzione è il prezzo di esercizio. Nel caso di opzioni *call*, dove il possessore ha il diritto di acquistare il sottostante ad un prezzo fisso, il valore della *call* diminuisce all'aumentare del prezzo di esercizio. Nel caso di un'opzione *put* invece, il valore della stessa aumenta all'aumentare del prezzo d'esercizio.
- e) Data di scadenza dell'opzione. Entrambe le opzioni *call* e *put* hanno un valore più elevato tanto più la data della loro scadenza è lontana. Questo perché il valore del sottostante ha maggior tempo per aumentare o diminuire, aumentando così il valore di entrambe le opzioni.
 - Inoltre, nel caso di una *call* il valore attuale del prezzo *strike* diminuisce all'aumentare della vita dell'opzione, aumentando il valore dell'opzione stessa.

f) Il tasso di interesse *risk free* corrispondente alla vita dell'opzione. Dal momento che il pagamento per l'acquisto di un'opzione è immediato, si deve tener conto del costo opportunità. Questo costo dipende dal livello dei tassi di interesse e dalla data di scadenza dell'opzione.

Il tasso di interesse privo di rischio deve essere considerato anche quando si calcola il valore attuale del prezzo di esercizio, dal momento che questo non deve essere pagato (ricevuto) fino alla scadenza dell'opzione *call* (*put*). Un incremento del tasso di interesse aumenterà il valore della *call* mentre ridurrà quello della *put*.

3.4.2 Il modello Black-Scholes

Il modello di *pricing* delle opzioni più famoso ed utilizzato è stato elaborato agli inizi degli anni settanta da Fisher Black e Myron Scholes.

Il valore di un'opzione call nel modello di Black-Sholes è data dalla seguente equazione:

Valore di una call option =
$$SN(d_1) - Ke^{-rt}N(d_2)$$

dove:

$$d_1 = \frac{\ln(S/K) + (r + \frac{\sigma^2}{2})t}{\sigma\sqrt{t}};$$

$$d_2 = d_1 - \sigma \sqrt{t}$$
;

N(d) = funzione di densità di probabilità cumulata normale;

S = prezzo corrente del sottostante;

K = prezzo di esercizio dell'opzione;

t = durata dell'opzione;

r = tasso di interesse *risk free* corrispondente alla vita dell'opzione;

 σ^2 = varianza del valore del sottostante.

Si deve precisare che tale modello presenta delle limitazioni. L'algoritmo alla base del modello è infatti caratterizzato dai seguenti assunti:

- a. L'opzione può essere esercitata soltanto alla scadenza;
- b. Non è previsto il pagamento di dividendi da parte del sottostante;
- c. Si ipotizza un mercato perfetto, ovvero il mercato è perfettamente competitivo (gli operatori non sono in grado di influenzare il prezzo dei titoli con le loro operazioni), non vi sono costi di transazione, regimi di tassazione, è possibile effettuare vendite allo scoperto senza alcuna penalità;

- d. Non è possibile compiere arbitraggi;
- e. Il prezzo corrente di mercato e la varianza del suo rendimento sono noti e costanti nel tempo;
- f. Il prezzo di esercizio dell'opzione è noto e constante nel tempo.

La valutazione attraverso il metodo delle opzioni reali applica lo stesso modello concettuale delle opzioni finanziarie al fine di valutare *asset* reali.

Analogamente alle opzioni finanziarie, l'opzione reale è il diritto, ma non l'obbligo, ad intraprendere un'azione riguardante un *asset* reale ad un costo predeterminato per un periodo di tempo prefissato (la vita dell'opzione).

La tabella sottostante riporta le corrispondenze tra i parametri della formula di Black-Scholes e quelli del modello delle opzioni reali nell'oil&gas *industry*.

Tabella n.2 - Corrispondenze tra parametri formula Black-Sholes e opzioni reali nell'oil&gas industry

Opzioni finanziarie	Opzioni reali industria petrolifera
Valore finanziario dell'opzione	Valore delle riserve non sviluppate
Prezzo corrente dell'azione	Valore attuale delle riserve sviluppate
Prezzo di esercizio dell'opzione	Costi di sviluppo delle riserve
Rendimento da dividendo	Tasso di rendimento netto
Tasso di interesse risk free	Tasso di interesse risk free
Volatilità dell'azione	Varianza delle riserve sviluppate
Vita residua dell'opzione	Vita residua della concessione

Fonte: elaborazione interna

3.4.3 Valutazione di una riserva petrolifera

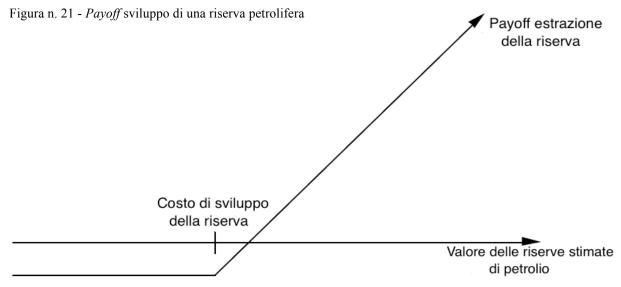
In un investimento in risorse naturali, l'attività sottostante è la risorsa naturale rinvenuta nel giacimento e il suo valore è basato su due variabili: la quantità stimata e il prezzo della risorsa.

Così, per una riserva petrolifera, l'attività sottostante è rappresentata dal valore delle riserve stimate nel pozzo, sulla base del prezzo corrente del petrolio.

Definendo i costi di sviluppo come X, il valore stimato della risorsa V, il potenziale *payoff* di un'opzione di sviluppo sulla risorsa naturale sarà il seguente:

- V-X se V>X;
- 0 $se V \leq X$.

Come possiamo notare, un investimento in una opzione su una risorsa naturale ha un *payoff* simile ad una opzione *call*.



Fonte: nostra elaborazione

Per valutare un investimento in una risorsa naturale alla stregua di un'opzione è necessario fare delle assunzioni:

- Quantità di riserve di petrolio estraibili. Dal momento che questa non è nota con certezza, deve essere stimata in via preliminare.
 Come descritto nel secondo capitolo, vengono effettuati dei sondaggi e delle perforazioni preliminari al fine di ottenere delle stime ragionevolmente accurate della quantità di petrolio estraibile della riserva.
- Costo di sviluppo stimato. I costi di sviluppo stimati rappresentano il prezzo di esercizio dell'opzione. Anche in questo caso si effettuano stime basate sull'esperienza passata e sulle specifiche caratteristiche delle riserve per pervenire ad una misura ragionevole dei costi di sviluppo.
- O Data di scadenza dell'opzione. La vita di una opzione su una risorsa naturale può essere definita in due modi. Se il sito petrolifero può essere sfruttato per un determinato periodo di tempo stabilito contrattualmente tra la compagnia petrolifera e lo Stato ospitante, la vita dell'opzione sarà quella stabilita contrattualmente. Il secondo approccio è basato sulla quantità stimata di petrolio e sul tasso di estrazione, così che la vita dell'opzione è data dal numero degli anni necessari ad esaurire il giacimento.
- Varianza del valore del sottostante. La varianza del valore del sottostante è
 determinata da due fattori: varianza del prezzo della risorsa e varianza della stima
 delle riserve disponibili.
- O Costi dei ritardi. Quando l'opzione su una riserva naturale è *in-the-money* (ovvero il valore delle riserve è maggiore del costo per sviluppare tale riserve), l'azienda che non esercita tale opzione sta sostenendo un costo opportunità pari al valore

della produzione che avrebbe potuto generare attraverso lo sviluppo della riserva. Un importante problema che sorge nei modelli di valutazione delle opzioni sulle risorse naturali è che lo sviluppo della riserva è in ritardo con il valore di queste opzioni (development lag). Poiché il petrolio non può essere estratto istantaneamente, deve essere consentito un ritardo tra la decisione di estrarre le risorse e l'estrazione vera e propria. Una semplice modifica per tener conto di tale

ritardo consiste nell'adeguare il valore della riserva alla perdita dei flussi durante il

3.4.4 Valutazione di un'impresa petrolifera con il metodo delle opzioni reali

periodo di sviluppo.

Il metodo delle opzioni reali consente di valutare un'azienda con forti elementi di dinamicità, come nel caso delle imprese che operano nella fase di esplorazione e produzione di petrolio, valorizzando le sue componenti strategiche e la propensione del management a innovare e tracciare nuovi percorsi di sviluppo a seconda dell'evoluzione degli scenari competitivi.

Il metodo ROV individua nelle opportunità strategiche e nelle opzioni a disposizione di un'azienda le determinanti fondamentali del valore della stessa.

Le opportunità che le scelte strategiche e di sviluppo aziendale possono far sorgere e concretizzare in futuro, sebbene non se ne conoscono tempi e dimensioni, rappresentano un *driver* generatore di valore che spesso viene dimenticato nelle operazioni di valutazione, così da sottostimare il valore dell'azienda.

I metodi di valutazione tradizionali, infatti, al confronto, sono inadeguati a quantificare ed esprimere il valore potenziale latente creato dalle opportunità strategiche e dalle opzioni aziendali

Per le *E&P company* di piccole dimensioni o nei primi anni di vita (start-up), la stima del capitale economico aziendale non può essere limitata all'attualizzazione dei flussi futuri, ma deve tener conto anche del portafoglio di opzioni che possono essere esercitate dal management a seconda delle condizioni di mercato.

Il metodo delle opzioni reali si basa sul concetto che è l'incertezza, ovvero la variabilità legata a variabili casuali esterne, e non il rischio, l'elemento generatore di nuovo valore.

Tanto più le opportunità di crescita hanno un elevato grado di variabilità dei risultati attesi tanto più l'opzione assume valore positivo.

Come detto precedentemente, la teoria delle opzioni reali viene applicata operativamente alle imprese nella loro fase iniziale che operano nel settore E&P, settore caratterizzato da una forte incertezza ed elevato rischio, con attività sottostante ad elevata variabilità.

Con questo metodo, il valore dell'azienda è espresso dalla seguente equazione:

dove:

V = valore dell'azienda;

I = valore economico attuale dei flussi prospettici;

O = valore attuale delle opzioni di sviluppo.

Il valore dell'azienda è quindi dato dal valore dei flussi di cassa che gli asset aziendali saranno in grado di produrre in futuro, ma anche dal valore di portafoglio delle opportunità reali di sviluppo.

Lo sviluppo dimensionale non determina automaticamente un parallelo incremento del valore economico del capitale. Perché ciò avvenga, è necessario che gli investimenti cui preludono le opzioni abbiano un rendimento superiore al costo. Solo in questo caso le ipotesi di crescita costituiscono opportunità di creare in futuro nuovo valore economico.

Sul piano applicativo il metodo delle opzioni reali è estremamente utile per stimare in maniera più precisa possibile il valore delle aziende E&P con alti potenziali di crescita, ma viene adottato con cautela essendo un modello altamente sofisticato che potrebbe, nelle ipotesi estreme, azzerare il valore degli asset oppure giustificare valori di opzioni reali sproporzionati.

Il modello delle opzioni reali è innovativo, in quanto introduce nel processo di valutazione, la stima delle possibilità strategiche di sviluppo di un'azienda e ben si presta ad essere utilizzato come metodo complementare ai metodi di valutazione tradizionali.

3.5 Conclusioni

Nel seguente capitolo si è focalizzata l'attenzione sui modelli maggiormente utilizzati nella pratica operativa per la valutazione delle imprese operanti nel settore oil&gas.

In primo luogo si sono analizzati i metodi di valutazione diretti, basati sui multipli di mercato e calcolati come rapporto tra valori borsistici e grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di un campione di società comparabili. Nel settore oil&gas i multipli maggiormente utilizzati sono:

- EV/EBITDA, uno dei multipli più utilizzati nell'ambito della valutazione d'azienda;
- EV/EBITDAX, il quale a differenza dell'EV/EBITDA tiene conto anche dei costi di esplorazione, i quali hanno un peso rilevante nei bilanci delle aziende oil&gas;
- EV/BOE/D, il quale permette di stimare il valore dell'Enterprise Value partendo da una grandezza fisica, ovvero i barili equivalenti di petrolio

giornalieri estratti;

- EV/2P, che considera il valore delle riserve certe e probabili. Una sua variante è il multiplo EV/3P anche se poco utilizzato in pratica data l'elevata aleatorietà delle riserve possibili;
- P/CF, utilizzato dagli analisti in quanto il cash flow è una grandezza difficilmente manipolabile. Risulta essere però fallace quando il livello di indebitamento dell'impresa non è in linea con quello di mercato;
- EV/DACF, utilizzato per ovviare al problema del differente livello di indebitamento delle imprese.

Dati i limiti insiti nella scelta del campione delle società comparabili e la difficoltà nell'individuazione dei moltiplicatori da utilizzare, gli analisti utilizzano i metodi diretti come strumento sussidiario dei metodi indiretti. Sono tuttavia molto diffusi data la loro semplicità, l'immediatezza nel processo di analisi e poiché permettono di effettuare una stima del valore della società basata su fattori esterni.

Dopo l'analisi dei metodi diretti si sono passati in esame i metodi indiretti.

I metodi indiretti effettuano una stima del valore dell'azienda attraverso dei modelli razionali. Questi fondano la valutazione su dati (nei limiti del possibile) oggettivi e su basi di razionalità, obiettività e neutralità.

Anche in questo caso abbiamo riportato i modelli più utilizzati dagli analisti per valutare le imprese oil&gas.

Il discounted cash flow è il modello di valutazione più applicato dagli analisti. Secondo il DCF unlevered il valore di una società ad una certa data è pari al valore dei flussi di cassa che si attende la stessa genererà in futuro, opportunamente scontati al WACC in modo tale da riflettere il tempo e i fattori di rischio.

Nel settore oil&gas le imprese fanno notevole ricorso a varie forme di indebitamento per finanziare le proprie attività. Proprio per questo, al fine di non inficiare il processo di valutazione alle scelte di finanziamento, si fa ricorso all'approccio *unlevered* del DCF, il quale si basa sull'ipotesi che l'azienda operi esclusivamente con capitale proprio.

I principali passaggi applicativi del DCF sono di seguito riportati:

- 1. Definizione dell'orizzonte temporale di previsione esplicita;
- 2. Stima del costo medio ponderato del capitale (WACC);
- 3. Stima del valore residuo o terminal value;
- 4. Stima del valore dei *surplus assets* (se presenti).

Solitamente, le imprese del settore oil&gas integrate sull'intera catena del valore operano a livello internazionale. Questo le conduce a collocare i propri debiti nei Paesi

dove c'è un maggior sgravio fiscale e ad imputare gli utili ad imprese del gruppo operanti nei Paesi a bassa tassazione.

Il modello del DCF, soprattutto quando l'impresa ha un elevato livello di indebitamento non riesce a catturare pienamente tali risparmi. Per ovviare a questo problema è possibile utilizzare il modello dell'*Adjusted present value*. Il modello dell'APV permette di valutare separatamente i benefici fiscali collegati alla deducibilità degli interessi passivi in quanto calcola l'Enterprise value come somma del valore *unlevered* dell'EV e del valore attuale dei risparmi fiscali.

Un modello molto utilizzato per la valutazione delle imprese che operano nel settore *upstream* (le cosiddette *E&P company*) è il *Net Asset Value*.

A differenza del DCF, il NAV non si basa sull'assunzione che l'impresa abbia un vita illimitata. Si considera invece, che l'impresa non effettui nessun investimento per la ricerca di nuovi siti produttivi e che quindi operi fino a quando le sue riserve siano completamente terminate.

Per valutare invece le *major* del settore oil&gas, ovvero gruppi di imprese che operano in tutte le fasi della catena del valore dell'industria petrolifera, si fa ricorso al metodo *Sum of the Parts*.

Il SOP *method* stima il valore delle imprese del gruppo oggetto di valutazione in maniera separata, utilizzando per ognuna di esse il modello di valutazione più idoneo alle proprie caratteristiche.

Una volta stimati i valori degli EV di ogni impresa, si procede alla loro somma e si determina il valore complessivo del gruppo.

Al fine di stimare il valore dell'azienda in scenari diversi rispetto a quello ipotizzato dal modello utilizzato dall'analista, si ricorre all'analisi di sensitività.

Variando i valori degli input del modello, l'analisi di sensitività consente di verificare quali sono gli effetti prodotti dagli stessi sull'Enterprise Value.

Lo studio della sensitività del valore dell'azienda è fondamentale nel processo di stima poiché consente all'analista di elaborare un range di valori anziché un dato puntuale.

Un'altra analisi molto utilizzata dai valutatori è la *scenario analysis*. Ci sono due diversi modi in cui è possibile strutturare un'analisi di scenario:

- o *Best-case, worst-case analysis*. In questo caso si impostano tutte le variabili del modello base ad un valore, rispettivamente, ottimistico e pessimistico;
- Plausible scenarios. In questo caso si definiscono gli scenari che si ritengono maggiormente plausibili e si stima l'Enterprise value in ciascuno di essi.

In entrambi i casi è possibile attribuire a ciascun scenario una probabilità e stimare il valore economico d'azienda come media ponderata degli Enterprise value stimati nei diversi scenari.

Un modello, ancora poco utilizzato ma molto efficace, per poter valutare le imprese che operano nel settore dell'*upstream* è la Monte Carlo *simulation*.

In questo caso, il valore complessivo dell'azienda è dato dalla somma del valore dei core asset, stimati attraverso i metodi tradizionali, e il valore dell'*exploration portafolio*, stimato con la simulazione di Monte Carlo.

Quest'ultima, utilizzata per la valutazione di asset con un elevato livello di rischiosità, consente di ottenere come risultato non un valore puntuale, ma una distribuzione di probabilità. Questo consente al valutatore di interpretare meglio i risultati ottenuti e giungere ad una stima più precisa del valore aziendale.

Infine, un ulteriore metodo, utilizzato maggiormente per la valutazione delle E&P company nei primi anni di vita, è il metodo delle opzioni reali.

La stima del valore economico di queste imprese non può essere limitata al calcolo dei flussi prodotti dagli asset che essa dispone, ma deve considerare anche il portafoglio di opzioni che possono essere esercitate dal management a seconda delle condizioni di mercato, il cui valore viene aggiunto a quello degli asset core stimati attraverso i metodi di valutazione tradizionali.

Questo metodo quindi individua nelle opportunità strategiche e nelle opzioni a disposizione di un'azienda le determinanti fondamentali del valore della stessa.

Il metodo reddituale viene poco utilizzato per la valutazione delle aziende oil&gas, soprattutto di quelle che operano nel settore *upstream*, poiché il modello contabile utilizzato per la rilevazione dei costi di esplorazione e valutazione (*successful efforts method* o *full cost* method, che analizzeremo in seguito) influenza l'entità dell'utile netto e di conseguenza altera il valore stimato del capitale economico.

Inoltre, la stima delle riserve certe, contenuta nell'informativa di bilancio, offre di fatto già una prima grossolana stima del valore dell'azienda.

Anche i modelli *dividend discount*, i quali si basano sul valore attuale del flusso dei dividendi pagati dalla società, trovano scarsa applicazione nell'ambito della valutazione delle aziende petrolifere.

Questi modelli sono poco adatti a valutare imprese che possono produrre flussi di cassa negativi, e quindi non distribuire dividendi, anche per lunghi periodi di tempo (si pensi ad un'impresa del settore *upstream* senza alcun pozzo produttivo ma con permessi di ricerca promittenti).

Inoltre, se è vero che una volta a regime un'impresa petrolifera generi cospicui flussi di cassa, la stessa potrebbe decidere di adottare una politica di accantonamento degli utili per svariati motivi (per esempio, sostenere progetti di crescita) oppure decidere di remunerare gli azionisti attraverso l'acquisto di azioni proprie.

4. Principi contabili statunitensi ed internazionali applicati dalle imprese oil&gas

4.1 Introduzione

Sebbene la convergenza tra gli US GAAP⁴⁵ e i principi IFRS⁴⁶ continua ad essere una priorità nelle agende del US *Financial Accounting Standards Board* (US FASB⁴⁷) e dell'*International Accounting Standards Board* (IASB⁴⁸), ci sono ancora differenze significative tra i due GAAP.

Comprendere le differenze tra i principi contabili statunitensi e i principi contabili internazionali riferiti al settore oil&gas può essere complesso perché, sebbene i principi e le strutture concettuali degli US GAAP e degli IFRS sono generalmente simili, gli US GAAP riferiti al settore petrolifero sono molto più dettagliati rispetto ai principi IFRS.

L'intervento regolamentare di maggior portata è stato senz'altro quello della Securities and Exchange Commission⁴⁹ (SEC) che è intervenuta nel settore seguendo un approccio *market friendly*, ovvero le evoluzioni della normativa sono avvenute sempre ascoltando i pareri degli operatori del mercato, al fine di evitare loro aggravi amministrativi e per venire incontro alle loro esigenze. Non sorprende il fatto che una disciplina organica al riguardo sia stata sviluppata per la prima volta negli USA, d'altronde la produzione industriale su larga scala è iniziata proprio in questo Paese.

In Europa, invece, vi è un unico principio contabile, l'IFRS 6 – *Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, che regola la contabilità nelle fasi di esplorazione e valutazione, per il resto c'è un rimando generale agli IAS. La disciplina infatti, in alcuni aspetti presenta alcune lacune.

Le aree contabili che verranno di seguito approfondite in questo capitolo, sia nella disciplina statunitense che IAS/IFRS, sono:

1. attività di esplorazione, sviluppo e produzione;

_

⁴⁵ I *Generally Accepted Accounting Principles* negli Stati Uniti *(US GAAP)* sono i principi e le regole contabili utilizzate negli Stati Uniti per la redazione del bilancio d'esercizio e degli altri documenti contabili tenuti dalle imprese private e pubbliche e dalle organizzazioni non profit.

⁴⁶ Gli *International Financial Reporting Standards* sono norme contabili internazionali, messe a punto dall'IASB, che indicano i criteri specifici da seguire per valutare le singole voci che compongono un bilancio.

⁴⁷ In base alla definizione riportata dal proprio sito internet (http://www.fasb.org) nella sezione "About us" il *Financial Accounting Standards Board* è "un'organizzazione indipendente, privata, non profit con sede a Norwalk, Connecticut, che ha il compito di stabilire i principi contabili e gli standard di reporting per le imprese pubbliche e private e per le organizzazioni non profit che seguono i GAAP.

⁴⁸ L'*International Accounting Standards Board* è un organismo privato, indipendente con sede in Inghilterra, che ha il compito di sviluppare e approvare i principi IFRS. L'IASB opera sotto la supervisione dell'*IFRS Equadation*

⁴⁹ La Securities and Exchange Commission è un ente governativo statunitense preposto alla vigilanza della borsa valori, analogo alla Consob in Italia.

- 2. l'ammortamento e la svalutazione delle immobilizzazioni materiali ed immateriali;
- 3. riserve di idrocarburi e relativa informativa;
- 4. oneri per il ripristino ambientale.

4.2 Disciplina contabile US GAAP

La prima parte di questo paragrafo è dedicata all'analisi della disciplina contabile riguardante le attività di esplorazione, sviluppo e produzione di idrocarburi.

Applicando gli US GAAP, le imprese coinvolte nell'esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale hanno la possibilità di scegliere tra due approcci contabili: il metodo del "successful efforts" (di seguito, sinteticamente, SE) e il metodo del "full cost" (di seguito FC). Il SE method è disciplinato dal FAS 19 Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies, mentre il FC method è disciplinato dal SEC Regulation S-X Rule 4-10.

Questi due approcci si differenziano per il trattamento delle spese operative relative all'esplorazione di nuove riserve di petrolio e di gas naturale.

In generale, il metodo SE permette di capitalizzare solo i costi associati alle attività esplorative concluse con successo. Verranno invece imputati a conto economico i costi associati alle attività esplorative che non hanno riportato alcun riscontro positivo.

L'approccio alternativo, ovvero il metodo FC, consente di capitalizzare tutti i costi collegati alle attività di ricerca di nuove riserve, a prescindere dal risultato conseguito.

Il metodo contabile scelto dalla società influisce sull'entità dell'utile netto e dei sui flussi di cassa. Pertanto, quando si valutano le aziende oil&gas, il metodo contabile utilizzato da tali società è di considerevole importanza nel processo di stima del capitale economico.

La tabella di seguito riportata illustra brevemente le differenze che saranno analizzate di seguito:

Tabella n.3 – Differenze tra successful efforts method e full cost method

Categoria	Successful efforts	Full cost
Acquisizioni	Capitalizzate	Capitalizzate
Esplorazioni unsuccessful	Imputate a CE	Capitalizzate
Esplorazioni successful	Capitalizzate	Capitalizzate
Sviluppo	Capitalizzate	Capitalizzate
Produzione	Imputate a CE	Imputate a CE
Centro di costo	Singolo campo o pozzo	Intero Paese o impresa
Utilizzato da	Imprese medio-grandi	Stutup/Piccole imprese
Ceiling test	Non richiesto	Richiesto
Impairement	Poco comune	Frequente

Fonte: elaborazione interna

La seconda parte del paragrafo è invece rivolta alle riserve di petrolio e gas. In particolare, dopo aver dato una definizione di riserva, si mostreranno i criteri di classificazione in riserve certe, probabili e possibili (seguendo le indicazioni dettate dalla Society of Petroleum Engineers). Le riseve certe, probabili e possibili verranno poi classificate in riserve sviluppate e non sviluppate.

Verrà inoltre presentata l'informativa relativa alle riserve che deve essere contenuta nell'*Item* 4 del *Form* 20-F e se redatto, nell'*exhibit* del *Form* 20-F.

L'ultima parte del paragrafo sarà dedicata alla disciplina e all'informativa riguardante gli *asset retirement obligations*, ovvero agli obblighi e relativi costi legati alla chiusura e l'abbandono dei pozzi, allo smantellamento degli impianti e al ripristino delle condizioni ambientali del campo.

4.2.1 Successful efforts method

In generale, il metodo *successful efforts* consente ad una società di capitalizzare solo le spese associate alle attività esplorative e di sviluppo concluse con successo. I costi relativi alle attività esplorative che non hanno portato ad alcun riscontro positivo (i cosiddetti *dry hole*), dovranno essere spesati interamente a conto economico.

Secondo la logica di questo metodo, poiché l'obiettivo finale di una compagnia petrolifera è quello di produrre petrolio e gas dalle riserve sviluppate dall'azienda stessa, gli unici costi da capitalizzare devono essere quelli relativi alle attività esplorative che sono state concluse con successo.

Questo approccio è più prudenziale rispetto al metodo del *full cost* e conduce a delle dimensioni dello Stato Patrimoniale più contenute e soprattutto verrà limitato l'ammontare dell'attivo intangibile.

In seguito analizzeremo nel dettaglio i criteri di rilevazione e valutazione delle attività di produzione del settore oil&gas basati sul *successful efforts method* tenuto conto delle seguenti fasi operative: acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione), esplorazione, sviluppo, produzione.

1. Acquisizione di diritti esplorativi (properties)

Secondo lo Standard FAS N.19 paragrafo 15 (*Acquisition of Properties*) tutti i costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (sia *proved*⁵⁰ che *unproved*⁵¹) devono essere capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi –

_

⁵⁰ Le *proved properties* sono i costi relativi all'acquisizione di diritti esplorativi relativi a campi che, in seguito alle attività di esplorazione, hanno mostrato l'esistenza di riserve certe.

⁵¹ Le *unproved properties* sono tutti i costi sostenuti per l'acquisizione di *properties* riferite a riserve che, alla data di rilevazione, non possono essere classificate come certe. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas le *unproved properties* vengono poi riclassificate come *proved properties*.

unproved", in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione nelle aree di riferimento dei diritti. Questi costi includono i bonus di firma, ovvero l'importo forfettario che viene pagato dalle compagnie petrolifere alla firma dell'accordo per acquisire il diritto di esplorazione, i costi di intermediazione, le spese legali e tutti gli altri costi sostenuti per l'acquisizione del diritto.

I diritti esplorativi *unproved* sono soggetti ad una valutazione periodica per determinare se vi sia stata una perdita del loro valore (o meglio una svalutazione). Se al termine della valutazione risulta esservi una perdita del valore del bene considerato, questa deve essere rilevata riportando un accantonamento per svalutazioni.

Le valutazioni delle singole *unproved properties* i cui costi di acquisizione sono relativamente significativi vengono effettuate su base *property-by-property*, cioè riferiti a specifici campi. Quando invece l'impresa ha un elevato numero di diritti esplorativi *unproved* i cui costi sono poco significativi, si può valutare tali *properties* non più singolarmente ma in maniera aggregata stabilendo i criteri seguiti per la determinazione di tali gruppi di aggregazione.

A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), l'intero valore dei relativi diritti esplorativi, inizialmente rilevati come *unproved*, è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi *proved*".

Se invece, le attività di esplorazione e valutazione non hanno condotto alla scoperta di quantità economicamente sufficienti ad essere sfruttate e la società ha deciso di interrompere tali attività, oppure se il diritto esplorativo è scaduto nel periodo o scadrà nel prossimo futuro e non sono previsti rinnovi, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico.

I costi capitalizzati riferiti ai diritti esplorativi *proved* sono ammortizzati seguendo il metodo *Unit of Production* (di seguito UoP) che analizzeremo in seguito.

2. Esplorazione

L'attività di esplorazione comprende:

- Individuazione delle aree che potrebbero essere esaminate;
- Esaminare specifiche aree che si ritiene possano contenere delle riserve di
 petrolio e gas naturale, incluse le attività di perforazione esplorativa dei pozzi.
 I costi di esplorazione possono essere sostenuti sia prima di acquisire il
 relativo diritto di sfruttamento della riserva, sia dopo l'acquisizione di tale
 diritto.

I principali costi legati all'attività di esplorazione, compreso l'ammortamento e i costi operativi delle attrezzature e dei servizi di supporto sono:

- O Costi geologici e geofisici (G&G costs). Questi comprendono i costi relativi agli studi topografici, geologici e geofisici, i diritti di accesso alle aree per condurre questi studi, la retribuzione e le altre spese connesse al lavoro svolto dai geologi, geofisici e degli altri soggetti che conducono questi studi.
- O Costi legati al mantenimento delle proprietà non sviluppate, come ad esempio i costi di *delay rentals*⁵², le tasse *ad valorem* sulle *properties*⁵³, costi legali e i costi legati al mantenimento dei registri fondiari e di locazione.
- o Dry hole contributions e i bottom hole contributions. Per spiegare tali costi è necessario introdurre il support agreement. Quest'ultimo è un contratto che è utilizzato per supportare ed incoraggiare una operazione di perforazione. Tra le tipologie di support agreement vi sono i dry hole agreement e i bottom hole agreement. I primi sono accordi attraverso i quali, la parte contribuente si impegna a pagare una determinata quantità di denaro se viene scavato un pozzo non produttivo (dry hole). Nei bottom hole agreement invece, la parte contribuente si impegna a pagare una quota di denaro in cambio di informazioni geologiche e di perforazione se il pozzo è scavato ad una certa profondità. Di conseguenza, i dry hole contributions e i bottom hole contributions sono i costi sostenuti dall'impresa petrolifera quando si pone come parte contribuente di tali contatti.
- o Costi per la perforazione e l'allestimento dei pozzi esplorativi.
- O Costi per le perforazioni e i test stratigrafici. Questi prevedono di effettuare delle perforazioni al solo scopo di ottenere delle informazioni di tipo strutturale e stratigrafico a supporto dell'attività esplorativa.

Le prime tre tipologie di costi sono rilevate direttamente a conto economico quando sostenute

Per quanto riguarda i costi sostenuti per la perforazione dei pozzi esplorativi bisogna fare una ulteriore distinzione:

a) Pozzi esplorativi in aree che richiedono delle ingenti spese in conto capitale, come ad esempio la costruzione di un gasdotto, prima che si possa avviare la produzione. Tali costi sono inizialmente rilevati, all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione –unproved" (pozzi esplorativi in progress) e continuano ad essere capitalizzati se e fintanto che: (i) il pozzo ha scoperto una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come

_

⁵² Corrispettivo pagato al locatore (Paese produttore di petrolio) dal locatario (compagnia petrolifera) al fine di estendere i termini di un contratto di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale in un'area considerata, in assenza di attività produttive contrattualmente richieste per detenere tale contratto.

⁵³ Le tasse *ad valorem* sono legate al valore stimato del bene sul quale vengono imposte.

pozzo di produzione e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto (ad esempio, un'ulteriore perforazione di pozzi esplorativi e/o altre attività di valutazione sono in corso o fermamente pianificate per il prossimo futuro). In caso contrario, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico.

Nel caso in cui vengano accertate delle riserve certe, i "costi di esplorazione e valutazione *–unproved*" vengono riclassificati come "costi di esplorazione e valutazione *–proved*" nella voce "Attività materiali in corso".

b) Tutti gli altri pozzi esplorativi. In assenza di informazioni per determinare se il pozzo contiene delle riserve certe, i costi di tali pozzi esplorativi sono rilevati come "costi di esplorazione e valutazione – *unproved*", all'interno delle attività materiali in corso, fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare a essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi *suspended*). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati *dry* e i relativi costi sono imputati a conto economico.

Infine, per quanto riguarda i costi per la perforazione e i test stratigrafici valgono le stesse considerazioni fatte per i pozzi esplorativi dove sono richieste delle ingenti spese in conto capitale.

A partire dall'avvio della produzione, i "costi di esplorazione e valutazione – *proved*", imputati alla sottovoce "Attività materiali in corso" sono trasferiti alla sottovoce "Impianti e macchinari" ed ammortizzati secondo il metodo UoP.

3. Sviluppo

I costi di sviluppo sono tutti i costi sostenuti per la realizzazione delle *facilities* per l'estrazione, la raccolta e lo stoccaggio di petrolio e gas. Più in particolare, sono considerati costi di sviluppo:

- I costi per accedere e preparare il sito soggetto a perforazione, inclusi i costi per la bonifica del sito, il drenaggio, la costruzione di strade, la costruzione di linee elettriche e per il gas necessarie allo sviluppo delle riserve certe.
- I costi per trivellare e equipaggiare i development wells, ovvero i pozzi perforati in aree certe per la produzione di petrolio e/o gas, inclusi i costi delle piattaforme e i costi delle attrezzature come le tubature e le attrezzature di pompaggio.
- I costi per l'acquisizione, la costruzione e l'istallazione degli impianti di produzione e i serbatoi per lo stoccaggio.

I costi di sviluppo devono essere capitalizzati come attività materiali in corso. I costi di sviluppo, esclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo *unsuccessful*, sono capitalizzati come "Attività materiali in corso – *proved*"; mentre i costi di abbandono relativi alle *facilities* di sviluppo sono spesati in contro economico.

4. Produzione

I costi di produzione sono tutti i costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi, delle attrezzature e degli impianti associati. I costi relativi all'attività di produzione sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

I costi capitalizzati riferiti alle *proved properties*, ai pozzi esplorativi e ai pozzi per condurre i test stratigrafici cui sono state trovate delle riserve certe, nonché i costi di sviluppo, sono soggetti al processo di ammortamento (*depletion*) seguendo il metodo *Unit of Producion*.

L'ammortamento con il metodo UoP è operato applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo (il periodo è inteso come il trimestre) l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel periodo e le riserve certe esistenti alla fine del periodo incrementate dei volumi estratti nel periodo stesso.

Qualora le riserve contengano sia quantità di petrolio che di gas, il FAS 19 paragrafo 38 richiede che si convertano queste quantità in un'unica unità di misura, sulla base del loro approssimativo contenuto energetico. Se prevale o il petrolio o il gas, l'aliquota di ammortamento può essere calcolata con riferimento al minerale prevalente.

Poiché nella formula per il calcolo dell'aliquota UoP è previsto l'utilizzo delle riserve di fine periodo, è necessaria l'inclusione degli eventuali aggiornamenti delle quantità delle riserve forniti dalle strutture tecniche. Inoltre, le aliquote UoP sono oggetto di aggiornamento con cadenza annuale ovvero infrannuale quando si verificano eventi nel corso dell'esercizio tali da richiedere un aggiornamento dell'aliquota; rientrano in queste fattispecie significative variazioni dei prezzi di riferimento ovvero significative acquisizioni di nuove riserve in un'area specifica.

A riguardo, in caso di variazioni dei prezzi di riferimento tali da non consentire il rispetto dei parametri di economicità definiti per la qualificazione come riserve certe (con il conseguente totale o significativo annullamento delle quantità qualificabili come riserve certe) e contestuale previsione di continuazione della produzione, le riserve considerate ai fini dell'aliquota di ammortamento UoP tengono conto di parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione.

Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta fra investimenti e riserve certe (ovvero riserve certe sviluppate).

Questo insieme è generalmente individuato nel campo, sempre che aspetti di natura economico-contrattuale (es. integrazione tecnica degli investimenti, esistenza di un unico mercato di sbocco dei prodotti vincolante, struttura partecipativa dell'attività) non richiedano aggregazioni più ampie.

4.2.2 Full cost method

Il *full cost method* risponde alla logica secondo la quale tutte le attività legate alla ricerca di nuove riserve, a prescindere dal loro successo, rappresentano delle attività *core* per un'impresa petrolifera e pertanto i correlati costi devono essere capitalizzati.

Secondo il metodo di *accounting* "full cost", tutti i costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi, le attività di esplorazione e di sviluppo (come precedentemente classificati) riferiti ad un determinato centro di costo (per esempio un Paese) sono capitalizzati, indipendentemente se questi sono riferiti a pozzi di successo o meno.

In alcuni casi viene considerato un unico centro di costo riferito quindi a tutte le riserve detenute dall'impresa (*company-wide cost center*). Tuttavia, nella maggior parte dei casi, le imprese definiscono i centri di costo su base nazionale o in base al continente in cui sono presenti le riserve.

Vi è però un limite: questi costi possono essere capitalizzati fin quanto il loro ammontare non supera il valore delle riserve certe cui sono riferiti.

In particolare, le spese capitalizzate, rettificate per gli ammortamenti e/o svalutazioni nonché per le imposte differite, sono comparate con il cosiddetto *cost ceiling*. Questo è rappresentato dalla differenza tra il valore attuale dei futuri ricavi attesi delle riserve certe e quello dei costi da sostenere nell'attività di sviluppo e produzione utilizzando un tasso di sconto appropriato (solitamente del 10%).

Se i costi capitalizzati superano il *cost ceiling*, la quota eccedente va immediatamente imputata a conto economico e non potrà essere recuperata nel caso in cui il "tetto" aumenti (il *cost ceiling* può aumentare in seguito ad un aumento del prezzo del greggio che di conseguenza porta ad un aumento del valore attuale dei ricavi generati dalle riserve).

Se vengono considerati più centri di costo, il limite relativo ai costi da capitalizzare è applicato separatamente per ogni centro di costo; tuttavia il confronto tra costi da capitalizzare e valore delle riserve può essere basato su gruppi di costo o sull'intera azienda anche in questi casi.

Sebbene la maggior parte dei sostenitori del *full costing* indicano che il *cost ceiling* è elemento essenziale per l'applicazione di tale metodo, i costi di pre-produzione sostenuti in un centro di costo *nonproducing* (ovvero in un Paese o continente in cui l'azienda ha di recente avviato la sua prima attività esplorativa) sono a volte capitalizzati senza riguardo

del *ceiling test*, basandosi sull'aspettativa che le riserve che saranno scoperte avranno un valore tale da recuperare i costi capitalizzati.

Come nel modello *successful efforts* anche nel *full cost method* i costi di produzione sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

4.2.3 Successful efforts method e full cost method a confronto

Entrambi i metodi sono ampiamente diffusi sul mercato, ma generalmente le società neo costituite o di dimensione ridotte tendono a preferire il *full cost* poiché consente una maggiore stabilizzazione dell'utile evitando la volatilità dei risultati economici tipica del *successful efforts*.

Gli investitori e i creditori riconoscono nel bilancio una fonte importante di informazioni sulla rischiosità e il rendimento delle imprese. In particolare, essi si focalizzano sull'entità e sulla variabilità dei risultati economici conseguiti dall'impresa.

I sostenitori del *full cost method* criticano il metodo *successful efforts* poiché affermano che il grado di successo delle attività di acquisizione ed esplorazione in un dato periodo contabile comporti una elevata variabilità delle grandezze economiche riportate in bilancio.

Le imprese più piccole, date la difficoltà di accesso al mercato dei capitali e le rilevanti risorse finanziarie occorrenti per l'attività esplorativa, necessitano di dare visibilità ai loro risultati economici e il *full cost method* meglio si presta a tale esigenza.

Al fine di dimostrare empiricamente quanta tesi, un report⁵⁴ di Dan S.Dhaliwal dell'Università dell'Arizona del 1980, ha accertato che le imprese con i più elevati livelli di indebitamento fanno ricorso al metodo del *full cost*.

D'altro canto, i sostenitori del *successful efforts method* affermano che, sebbene la fluttuazione dell'utile sia una caratteristica del *successful efforts accounting*, questa non può di certo essere considerata un aspetto negativo del modello.

Il *successful effort*, infatti, consente agli investitori e ai finanziatori di osservare l'impatto dei rischi connessi all'attività delle imprese oil&gas sui risultati operativi periodici delle stesse.

Inoltre, secondo chi adotta il metodo *successful efforts*, le argomentazioni proposte da chi sostiene che l'adozione del *successful efforts accounting* rende maggiormente difficoltosa la raccolta dei capitali necessari a finanziare le attività di esplorazione e produzione non sono convincenti.

In un'economia libera, in cui i capitali sono allocati tra le imprese in gran parte sulla base di decisioni di investitori individuali, se un'impresa è di successo, continuerà ad attrarre capitali. Il bilancio deve fornire ai finanziatori dell'impresa le informazioni necessarie ad

_

⁵⁴ DAN S. DHALIWAL, The Effect of the Firm's Caputal Structure on the Choice of Accounting Methods, Gennaio 1980

assistere questi ultimi nel determinare se i ritorni sul capitale investito sono commisurati ai rischi connessi all'investimento stesso.

Numerose compagnie petrolifere di piccole dimensioni utilizzano il metodo del *successful efforts* e sono state generalmente in grado di ottenere i capitali necessari a finanziare le loro attività di esplorazione. Infatti, il metodo del *full cost* si è diffuso solo in tempi relativamente recenti.

Il professore Horace R. Brock dell'università del North Texas State, in un suo studio ha chiesto ai *senior executive officer* di 27 imprese quotate di piccole dimensioni che ricorrevano al *successful efforts method*, se l'utilizzo di quest'ultimo avesse influenzato la capacità dell'impresa di ottenere i capitali necessari a finanziare le sue attività di esplorazione e produzione. Nessuno dei dirigenti intervistati ha ritenuto che l'utilizzo del *successful efferts accounting* fosse di ostacolo per la raccolta di tali investimenti.

Inoltre, dei consulenti accademici hanno condotto delle *interview* al fine di verificare quali sono i fattori sui quali si basano le scelte effettuate dagli investitori nel settore dell'oil&gas. Hanno preso in considerazione un campione di 24 soggetti, tra *loan officer* di piccole e grandi banche che concedono prestiti a grandi e piccole compagnie petrolifere, investitori istituzionali di grandi e piccole dimensioni, analisti finanziari e un funzionario di un'agenzia di rating.

Sebbene il limitato numero di intervistati non permette di pervenire a conclusioni certe, la maggior parte degli intervistati ha indicato che il metodo di *accounting* non incide sulle decisioni di investimento. Infatti, il fattore chiave nella decisione di investimento di un certo numero di intervistati è risultato la valutazione interna delle riserve di petrolio e gas e degli altri asset detenuti dall'impresa petrolifera.

Alcuni sostenitori del *full costing* ritengono che il mercato non sia in grado di comprendere i risultati finanziari riportati da un bilancio di una impresa petrolifera che utilizza il *successful efforts method*.

Tuttavia, diversi studi hanno dimostrato che gli investitori generalmente riconoscono le differenze tra le diverse pratiche di *accounting*.

Una ricerca condotta dal professor William H. Beaver della Stanford University ha mostrato invece che il mercato reagisce in maniera superficiale alle informazioni contenute nel bilancio. Infatti, il mercato è composto da diversi milioni di investitori poco informati, la cui conoscenza o preoccupazione per le sottigliezze contabili è pari a zero.

Un aspetto a favore del *successful efforts method* è che tale metodo viene utilizzato anche nei sistemi contabili delle imprese estrattive diverse da quelle oil&gas. Grazie a questa sua diffusione, i bilanci delle imprese petrolifere che fanno ricorso al *successful efforts method* sono maggiormente comparabili con quelli delle società del settore estrattivo in generale.

Un limite del *full cost method* è la soggettività nella definizione del *cost ceiling*. Infatti, i costi delle attività di esplorazione e sviluppo da capitalizzare non possono superare il valore delle riserve certe. Quest'ultimo però richiede la stima della quantità delle riserve, dei costi di sviluppo, dei costi di produzione, del tempo per lo sviluppo e la produzione, del prezzo di vendita del petrolio e/o gas, del tasso di sconto.

L'incertezza inerente a tali grandezze porta ad una stima altamente soggettiva del valore delle riserve e quindi del tetto massimo dei costi da poter capitalizzare.

Nel metodo *successful efforts* il bisogno di contenere i costi capitalizzati assume un'importanza minore perché i costi legati alle attività esplorative e di sviluppo che hanno avuto un esito negativo, che posso rappresentare una gran parte dei costi capitalizzati nel metodo *full cost*, sono imputati in conto economico.

I sostenitori del *full costing* affermano che la possibilità del management di manipolare il valore dell'utile è ridotta nel caso si decida di adottare il metodo del *full cost*. A loro avviso, se si ricorre al *successful efforts method*, il management può ridurre la variazione dell'utile nel tempo ritardando la fine di un progetto di esplorazione, così da posporre l'iscrizione in conto economico dei costi ad esso connessi, oppure attribuendo un maggiore o minore valore ai costi di competenza economica dell'esercizio considerato.

Chi sostiene il *full cost* ritiene che questo metodo riduca la quantità di lavoro, il tempo e i costi per tenere le scritture contabili. Questi sostengono che, poiché tutti i costi sostenuti per l'acquisizione, l'esplorazione e lo sviluppo sono capitalizzati, c'è meno bisogno di effettuare delle allocazioni di costo arbitrarie o preparare calcoli separati per l'ammortamento di singole *property*.

D'altro canto, i sostenitori del *successful efforts method* ritengono che la documentazione relative alle singole *property* deve essere comunque mantenuta per determinare le royalty, per il calcolo del reddito imponibile, per prendere delle decisioni riguardanti il loro abbandono e così via. Quindi, non vi è alcuno sforzo o costo addizionale nel tenere la contabilità seguendo il metodo del *successful efforts*. Ancora più importante è la considerazione secondo la quale la maggior semplicità del modello di *accounting* non può giustificare il mancato riconoscimento delle perdite nel momento in cui sono sostenute.

Infine, a supporto del *successful efforts*, si citano solitamente tre argomenti:

- la teoria contabile richiede che nella redazione dello Stato Patrimoniale siano incluse solamente attività che abbiano un valore, ancorché recuperabile solo in futuro, e il metodo risponde a tale esigenza;
- il metodo è coerente con il principio della prudenza cui è ispirata l'intera redazione del bilancio;
- il tasso di successo delle attività di esplorazione e valutazione è molto basso. Mediamente solo il 20% delle perforazioni esplorative risulta essere di

successo, pertanto capitalizzare i costi di tutte le attività esplorative appare poco corretto poiché sopravvaluta gli utili correnti e "gonfia" l'attivo di bilancio.

4.2.4 Riserve di idrocarburi e relativa informativa

Le riserve sono definite come le quantità stimate di idrocarburi economicamente producibili ad una certa data, attraverso dei progetti di sviluppo noti. Inoltre, deve esistere, o deve esserci la ragionevole aspettativa che saranno disponibili in un tempo ragionevole: (i) il diritto legale a produrre; (ii) i mezzi installati per la distribuzione al mercato degli idrocarburi; (iii) tutte le licenze, i permessi e i finanziamenti necessari all'implementazione del progetto.

La SEC ha introdotto la prima regolamentazione in materia di riserve nel 1978, focalizzando l'attenzione sulle riserve certe ed escludendo dal modello 10-K e dal modello 20-F (redatto dalle società straniere che emettono titoli negoziati negli USA) la possibilità di menzionare le riserve probabili e possibili.

Nel corso dell'estate 2008 la SEC, a seguito di una serrata consultazione con le imprese petrolifere, ha presentato una proposta, diventata operativa dal 1 gennaio 2010, per una nuova disciplina i cui punti centrali erano la rivisitazione della definizione di riserve certe e l'ampliamento delle categorie di riserve di cui si può fornire indicazione nella reportistica ufficiale, introducendo anche le riserve probabili e le riserve possibili.

L'attuale definizione regolamentare di riserve certe (*proved reserves*) è: "quelle quantità di greggio, gas naturale, e gas naturale liquido che, tramite analisi geofisiche e dati ingegneristici, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data futura e secondo le condizioni economiche, i metodi operativi e le norme governative esistenti al momento della stima." Al fine di determinare il valore delle riserve certe, si considerano, tra l'altro, i seguenti aspetti:

- O l'utilizzo del prezzo medio determinato considerando i prezzi espressi nei 12 mesi precedenti la chiusura dell'esercizio. Il prezzo medio è dato dalla media aritmetica non ponderata del prezzo del primo giorno di ciascun mese (precedentemente si considerava il prezzo dell'ultimo giorno), salvo nel caso in cui i prezzi sono definiti contrattualmente;
- o la possibilità di fare riferimento ai risultati derivanti dall'applicazione di nuove tecnologie che siano in grado di fornire una ragionevole certezza della presenza di riserve e della loro quantificazione. La tecnologia da considerare deve essere affidabile; in particolare, si considerano affidabili una o più tecnologie che hanno dato prova di fornire risultati ragionevolmente certi con coerenza e ripetibilità.

Il ricorso a una media di prezzi ha lo scopo di attenuare le distorsioni causate dalla volatilità di breve periodo e dalla stagionalità.

Sempre riferendoci alla definizione di riserve certe, la SEC ha precisato che l'espressione "ragionevole certezza" va interpretata come maggiore probabilità di successo piuttosto che di insuccesso, prendendo in ordine a tale stima il ricorso a criteri sia probabilistici che deterministici.

Secondo la definizione fornita dalla SEC, le riserve sono classificate tenendo conto dell'attuale livello tecnologico e delle condizioni di mercato. Pertanto, a fronte di un significativo calo del prezzo degli idrocarburi, i giacimenti che presentano degli importanti costi di estrazione possono perdere lo stato di "riserve certe" poiché nel nuovo scenario la produzione non può essere realizzata con criteri di economicità.

Sono considerate probabili (*probable reserve*) quelle quantità di idrocarburi che hanno minore certezza di essere recuperate rispetto alle riserve certe, ma che possono comunque essere recuperate con ragionevole probabilità.

Le riserve possibili (*possible reserve*) sono invece quelle quantità addizionali di riserve il cui recupero è meno certo rispetto alle riserve probabili.

Sulla base del loro stato di sviluppo, tutte le precedenti categorie di riserve possono essere distinte in:

- sviluppate: le riserve recuperabili tramite pozzi, attrezzature e metodi operativi esistenti (oppure pozzi esistenti in cui il costo degli interventi da effettuare è relativamente inferiore al costo da sostenere per un nuovo pozzo) e tramite impianti e metodi operativi esistenti al momento della stima, nei casi in cui l'estrazione degli idrocarburi avviene con mezzi diversi dai pozzi;
- non sviluppate: le quantità recuperabili tramite nuovi pozzi in aree non perforate (o da pozzi esistenti che richiedono una spesa significativa per il completamento dello sviluppo).

Di seguito analizziamo l'informativa relativa alle riserve di idrocarburi richiesta dalla SEC.

Nell'*Item* 4 del *Form* 20-F devono essere fornite le informazioni sulle riserve certe (in via opzionale, è possibile inserire anche l'informativa relativa alle riserve probabili e possibili) con separata indicazione dell'ammontare delle riserve certe sviluppate, delle riserve certe non sviluppate e del totale delle riserve certe.

L'informativa deve fare riferimento agli ultimi tre esercizi, distintamente per area geografica (intesa come singolo Paese; uno o più gruppi di Paesi all'interno di un continente; o un continente), con separata indicazione di ciascun Paese in cui sono

presenti almeno il 15% del totale delle riserve certe, espresse in BOE.

L'informativa è fornita distintamente per il petrolio, il gas naturale, il petrolio sintetico e il gas sintetico.

In presenza di incrementi significativi della stima di riserve, è chiesto di fornire una descrizione delle tecnologie considerate per stabilire l'appropriato livello di certezza di tali revisioni. Inoltre, è possibile presentare un'analisi di sensitività che indichi la variazione della stima delle riserve per tipologia di prodotto, sulla base di diverse ipotesi di prezzi e costi. E' rimessa alla decisione dell'impresa la scelta degli scenari in relazione ai quali compiere l'analisi.

Inoltre, deve essere data descrizione dei controlli interni che la società adotta nel processo di stima delle riserve e le qualifiche tecniche del soggetto primariamente responsabile della stima delle riserve.

Laddove una società, come accade nella prassi corrente, effettui l'*audit* sulle riserve, è richiesta la predisposizione di un report del soggetto esterno da presentare come *exhibit* del Form 20-F.

Il report deve contenere le seguenti informazioni:

- lo scopo del report e i destinatari;
- la data di efficacia del report e la data in cui il report è stato completato;
- la proporzione del totale delle riserve che è stata assoggettata ad *audit* e le relative aree geografiche di appartenenza di tali riserve;
- i metodi, i dati e le procedure utilizzate per effettuare l'*audit*;
- un'analisi delle principali assunzioni economiche;
- un'analisi delle incertezze connesse alla stima delle riserve;
- un'attestazione da cui risulti che l'*auditor* ha utilizzato tutti i metodi e le procedure considerate necessarie in base alle circostanze per preparare il report;
- una sintesi delle conclusioni in merito alla stima delle riserve;
- la firma dell'*auditor*.

Nell'*Item* 4 devono essere fornite informazioni sulle riserve certe non sviluppate (*proved undevepoled reserves* o PUDs) riguardo:

- la loro quantità totale;
- eventuali variazioni significative avvenute nell'esercizio, incluse le promozioni da PUDs a riserve certe sviluppate;
- gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio al fine di effettuare tali promozioni;
- il motivo per cui rilevanti ammontari di PUDs siano classificati come non sviluppati da più di cinque anni e non siano stati promossi a riserve certe sviluppate.

Inoltre, nelle note al bilancio sono fornite informazioni sulle riserve certe:

- dell'impresa controllante;
- delle imprese consolidate; se una parte significativa delle riserve riguarda un'impresa consolidata in cui esiste una significativa interessenza di terzi, si deve dare separata indicazione dell'ammontare delle riserve di competenza delle interessenze di terzi;
- relative ai diritti di royalty spettanti su propri titoli minerari dati in concessione;

Non sono comprese nelle riserve certe le quantità di idrocarburi oggetto di contratti di fornitura o di acquisto a lungo termine o di altri accordi similari.

Anche nelle note al bilancio, le informazioni sulle riserve sono fornite separatamente per il petrolio, il gas naturale, il petrolio sintetico e il gas sintetico ed è necessario indicare ciascun Paese in cui sia presente almeno il 15% delle riserve certe, espresse in barili di petrolio equivalente (per il petrolio e il petrolio sintetico) e in piedi cubi (per il gas naturale e gas sintetico).

Nel caso in cui uno Stato limiti la diffusione dell'informativa sulle riserve rientranti nel suo ambito di autorità è necessario specificare nell'informativa che le riserve certe riportate non includono i valori di quel determinato Paese.

Deve essere riportato l'ammontare delle riserve esistenti all'inizio e alla fine dell'esercizio, nonché le variazioni che le riserve hanno avuto per seguenti ragioni: (i) acquisizioni; (ii) miglioramenti di recupero; (iii) cessioni; (iv) revisioni di precedenti stime; (v) estensioni e nuove scoperte; (vi) produzione.

Delle riserve certe esistenti all'inizio e alla fine dell'esercizio, deve essere indicato l'ammontare delle riserve sviluppate, non sviluppate e il loro relativo valore complessivo. Deve infine essere data indicazione dei fattori economici e delle significative incertezze che possono influire sulle riserve dell'impresa.

4.2.5 Oneri per il ripristino ambientale

Le imprese attive nell'estrazione di idrocarburi devono sostenere, al termine dello sfruttamento dei bacini minerari, i costi relativi alla chiusura e all'abbandono dei pozzi, allo smantellamento degli impianti utilizzati e al ripristino delle originarie condizioni ambientali (asset retirement obligations).

Si tratta di costi significativi e soggetti a una rapida inflazione, sia per l'aumento degli standard legati alle attività di ripristino richieste dai Paesi ospitanti, sia perché l'attività di E&P avviene sempre più spesso in aree remote e in condizioni estreme.

Il FAS N.143 richiede alle imprese di rilevare il *fair value*⁵⁵ degli *asset retirement obligations* (A.R.O.) dal momento in cui si verifichi un probabile e futuro onere economico connesso ad un'operazione corrente, quindi dal momento in cui gli asset cui saranno riferiti gli A.R.O. sono iscritti in bilancio.

Se disponibili, i prezzi di mercato sono la misura migliore per stimare il *fair value* di queste passività. In caso contrario, la stima del *fair value* deve essere basata sulle migliori informazioni disponibili, compresi i risultati derivanti dall'applicazione di tecniche di *present value* o altre valutazioni.

In pratica, il valore attuale dei flussi di cassa legati agli A.R.O. è solitamente utilizzato per stimare il loro *fair value*.

All'atto della rilevazione di questi costi, il loro ammontare deve essere capitalizzato e portato ad incremento del costo dell'attività cui si riferisce; in contropartita viene creato un idoneo fondo rischi nel passivo dello stato patrimoniale.

Questo fondo rischi viene alimentato attraverso degli accantonamenti (chiamati *accretion expense*) in conto economico.

Successivamente, il valore del fondo rischi può essere incrementato per riflettere: (i) il trascorrere del tempo e (ii) le variazioni di stima a seguito delle modifiche dei flussi di cassa attesi o del tasso di attualizzazione adottato (*credit-adjusted risk-free rate*⁵⁶).'

Le revisioni di stima sono imputate alla voce accretion expense nel conto economico.

Il tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere, sia nelle successive valutazioni è determinato attraverso un processo complesso che comporta giudizi soggettivi della direzione aziendale.

L'attività cui è connesso l'onere di ripristino è soggetta ad ammortamento annuale secondo il criterio UoP. Partecipano quindi alla determinazione del risultato economico d'esercizio sia la quota ammortamento, sia l'accantonamento (*accretion expense*) al fondo oneri di ripristino.

Secondo i principi americani un'impresa deve fornire in bilancio le seguenti informazioni:

- Una descrizione generale degli asset retirement obligations e degli asset loro connessi;
- o Il fair value degli A.R.O;
- O Una riconciliazione tra l'ammontare iniziale e finale degli A.R.O, evidenziando separatamente le variazioni riconducibili a: (i) passività del periodo d'esercizio; (ii) passività estinte nel periodo d'esercizio; (iii) accretion expense; (iv) revisioni delle stime dei flussi di cassa, ogni qual volta ci siano

-

⁵⁵ In conformità con il FAS 157 – Fair Value Measurements.

⁵⁶ Il *credit-adjusted risk-free rate* è il tasso di interesse privo di rischio rettificato (*adjusted*) per riflettere la situazione creditizia dell'impresa.

dei cambiamenti significativi in uno o più di questi quattro elementi nel periodo di riferimento.

Se il *fair value* di un A.R.O. non può essere ragionevolmente stimato, tale circostanza e le relative motivazioni devono essere riportate.

Per le imprese che operano nel settore *refining & marketing*, *gas & power* o nel settore petrolchimico, l'indeterminatezza dell'epoca di abbandono degli impianti impedisce di stimare i relativi costi di dismissione. In questi casi, gli oneri di smantellamento e ripristino dei siti relativi alle attività materiali sono rilevati quando è possibile determinare la data dell'effettivo esborso e quando l'ammontare dell'obbligazione può essere attendibilmente stimata.

Gli oneri per eventuali danni ambientali sono quantificati in base ad una ragionevole stima senza tuttavia calcolare il valore attuale del futuro esborso; pertanto, la posta va rilevata nel fondo rischi e oneri per il suo intero ammontare. Tuttavia, alcune imprese capitalizzano gli oneri sostenuti in un esercizio per la tutela dell'ambiente e dai quali si attendono futuri benefici.

4.3 Principi contabili internazionali

Tra i principi contabili emessi dallo IASB, solamente l'IFRS 6 è dedicato alle imprese petrolifere; in particolare è volto a disciplinare le attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie. Per quanto riguarda la disciplina contabile delle altre attività svolte da un'impresa operante nel settore oil&gas si effettua un rimando generale agli IAS, anche se in molti aspetti questa risulta essere lacunosa.

In seguito si analizzerà la disciplina delle attività di esplorazione e valutazione secondo quanto stabilito dall'IFRS 6 analizzando inoltre le principali differenze tra i principi contabili internazionali e quelli statunitensi.

Si proseguirà esponendo le regole contabili previste per le attività di sviluppo e di produzione e l'informativa relativa alle riserve di idrocarburi che, anche se non prevista espressamente dagli IAS/IFRS, è di prassi presentata nei bilanci delle imprese oil&gas.

Infine, saranno presentati gli obblighi relativi alle attività di smantellamento degli impianti di un pozzo o un campo e al ripristino delle originarie condizioni ambientali.

4.3.1 Attività di esplorazione e valutazione

Secondo la definizione riportata dal principio IFRS 6, le spese derivanti dalle attività di esplorazione e valutazione sono: "I costi sostenuti da un ente in relazione all'esplorazione e alla valutazione di risorse minerarie prima che la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale dell'estrazione di una risorsa mineraria siano dimostrabili."

I costi di esplorazione sono sostenuti per la ricerca delle riserve di idrocarburi; i costi di valutazione sono sostenuti per valutare la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale delle riserve disponibili.

La fase di esplorazione, come definita dal IFRS 6 ha inizio quando l'impresa ottiene il diritto di esplorazione del campo.

Tutte le spese sostenute prima di acquisire il diritto esplorativo devono essere imputate a conto economico.

Il principio IFRS 6 stabilisce che l'impresa deve determinare quali sono le attività che possono essere classificate come attività di esplorazione e valutazione e applicare per le stesse una disciplina di *accounting* coerente.

Inoltre, sempre lo stesso principio consente alle società petrolifere di continuare ad utilizzare i principi contabili applicati prima di adottare gli IFRS, permettendo quindi di adottare le pratiche di rilevazione e valutazione che fanno parte di quei principi.

Al paragrafo 8, l'IFRS 6 prevede che le attività di E&E⁵⁷ siano rilevate inizialmente al loro costo.

Inoltre, la norma delinea una lista (non esaustiva) di attività che potrebbero essere considerate come attività di esplorazione e valutazione:

- acquisizione dei diritti di esplorazione;
- studi topografici, geologici, geochimici e geofisici;
- perforazioni esplorative;
- attività connesse alla valutazione della fattibilità tecnica e della realizzabilità commerciale delle risorse minerarie.

L'IFRS 6 permette di applicare due metodi alternativi di *accounting* per le attività di E&E dopo la loro rilevazione iniziale: il modello del costo o il modello della rivalutazione (*fair value*).

Se si decide di applicare il modello del costo, l'attività considerata viene iscritta al costo al netto degli ammortamenti accumulati e di qualsiasi perdita per riduzione di valore accumulata. Le imprese che applicano il modello del costo devono sviluppare una *accounting policy* entro i vincoli dell'IFRS 6 e scegliere tra: (i) iscrivere i costi di E&E in conto economico quando sostenuti oppure (ii) capitalizzare tali costi per le attività di E&E in attesa di valutazione.

Se invece si opta per il modello di rivalutazione, la disciplina prevista dallo IAS 16⁵⁸ viene applicata alle attività di esplorazione e valutazione classificate come attività materiali (es. piattaforme di perforazione), e la disciplina prevista dallo IAS 38⁵⁹ per

.

⁵⁷ Exploration e evaluation.

⁵⁸ IAS 16 – *Property, Plant and Equipment*. Lo IAS 16 definisce il trattamento contabile di immobili, impianti e macchinari.

⁵⁹ IAS 38 – *Intangible assets*. Questo principio si applica per contabilizzazione delle attività immateriali.

quelle attività classificabili come attività immateriali (es. diritti di perforazione).

E' possibile modificare il modello di *acconting* utilizzato se questo rende il bilancio maggiormente adatto alle esigenze decisionali degli utilizzatori e comunque non riduce la sua affidabilità

Un'attività di esplorazione e valutazione non deve essere più classificata come tale quando la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale dell'estrazione della risorsa mineraria cui si riferivano sono dimostrabili.

In tale momento, gli asset devono essere sottoposti ad *impairment test*⁶⁰ (secondo lo IAS 36⁶¹), riclassificati come attività materiali o immateriali e contabilizzati ai sensi dello IAS 16 o IAS 38.

Secondo l'IFRS 6 paragrafo 18, le attività di esplorazione e valutazione devono essere sottoposte ad *impairment test* in seguito al verificarsi di fatti o circostanze che potrebbero aver ridotto il loro valore contabile al di sotto del proprio valore recuperabile.

Al paragrafo 20 è indicata una lista (non esaustiva) delle fattispecie di eventi o circostanze che possono indurre l'impresa ad effettuare l'*impairment test*:

- o il diritto esplorativo è scaduto nel periodo o scadrà nel prossimo futuro, e non sono previsti rinnovi;
- o non sono pianificati investimenti significativi in ulteriori attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie;
- le attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie in una specifica area non hanno comportato la scoperta di quantità economicamente sfruttabili di risorse minerarie e la società ha deciso di interrompere tali attività in quella specifica area;
- o vi sono sufficienti dati per indicare che, sebbene lo sviluppo sia probabile, non è probabile recuperare l'intero valore di iscrizione dell'asset esplorativo tramite l'attività di sviluppo o tramite la sua vendita.

Se dall'*impairment test* risulta esservi una perdita di valore, questa deve essere riportata in conto economico secondo quanto stabilito dallo IAS 36.

Al fine di effettuare *l'impairment test* di tali attività, l'impresa dovrà stabilire dei criteri per allocare le attività di esplorazione e valutazione in *cash generating unit* (CGU) o gruppo di *cash genereting unit*, le quali non devono essere comunque maggiori di un settore operativo.

Nel settore oil&gas, secondo i principi IFRS la CGU è solitamente rappresentata dal sito

⁶⁰ Previsto dal principio IAS 36, l'*impairment test* verifica che le attività in bilancio siano iscritte ad un valore non superiore a quello effettivamente recuperabile.

⁶¹ IAS 36 – *Impairment of Assets*.

produttivo, perché è generalmente il livello al quale sono disponibili flussi di cassa identificabili separatamente. Questo risulta essere solitamente il livello al quale è definito il centro di costo nel US GAAP – *successful efforts method*.

Il paragrafo 23 del principio IFRS 6 regola l'informativa, che le imprese devo dare nei loro bilanci, riguardante le attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie.

In particolare, un'impresa deve indicare:

- le politiche di *accounting* relative ai costi di esplorazione e valutazione;
- gli importi di attività, passività, ricavi e costi, dei flussi di cassa finanziari operativi e di investimento deviranti dalla esplorazione e valutazione delle risorse minerarie.

Di seguito passeremo in rassegna le principali differenze tra i principi contabili statunitensi e i principi contabili internazionali riguardo la rilevazione e il trattamento contabile di tali attività.

- a) Centro di costo. Secondo gli US GAAP, seguendo il metodo del *full cost*, il centro di costo è stabilito su base *country-by-country*; nel metodo *successful efforts* il centro di costo è rappresentato dal singolo pozzo o sito produttivo. I principi internazionali invece, non danno alcuna indicazione per determinare l'unità di costo, anche se la prassi generale è simile al *successful efforts method*.
- b) Attività di esplorazione e valutazione. Come visto precedentemente, nel US GAAP *full cost*, i costi relativi alle attività di esplorazione e valutazione sono capitalizzati, indipendentemente dal loro successo. Nel metodo *successful efforts*, in generale, i costi di E&E sono in primo luogo capitalizzati; se i pozzi cui si riferiscono risultano non essere produttivi, questi costi vengono imputati in conto economico.
 - Secondo i principi IAS/IFRS i costi di esplorazione e valutazione, inclusi i costi geologici e geofisici, in base alla politica contabile selezionata dall'impresa, sono capitalizzati oppure imputati a conto economico. Come detto precedentemente, una volta che la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale della produzione sono dimostrabili, i costi di E&E sono sottoposti ad *impairment test* e riclassificati come attività materiali e/o immateriali.
- c) *Impairment*. Nel caso in cui l'impresa decida di applicare il metodo del *full* cost, le unproved property devono essere valutate almeno annualmente per verificare se queste abbiano subito delle perdite di valore. Nel metodo successful efforts i costi capitalizzati sono soggetti ad impairement secondo le disposizioni previsti dal FAS 144 Accounting for the Impairment or

Disposal of Long-Lived Assets. Le unproved property sono invece valutate periodicamente per verificare delle eventuali perdite di valore secondo quanto previsto dal FAS 19.

Secondo l'IFRS 6, le attività di E&E allocate nelle CGU sono soggette ad *impairment test* come specificato precedentemente.

4.3.2 Attività di sviluppo e produzione

L'attività di esplorazione e valutazione termina nel momento in cui l'entità verifica la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale delle riserve connesse al giacimento considerato

Contabilmente queste risultanze hanno una importanza rilevante. Nel caso in cui non siano state trovate riserve sfruttabili economicamente, tutti i costi di esplorazione e valutazione capitalizzati dovranno essere imputati a conto economico.

In caso contrario invece, i costi classificati come attività di esplorazione e valutazione verranno convertiti e riconosciuti come attività di sviluppo. Prima di effettuare questa riclassificazione, l'impresa dovrà sottoporre ad *impairment test* tali attività e verificare se vi siano state delle perdite di valore.

Il principio IAS 36, il quale contiene la disciplina relativa all'*impairment* delle attività, dispone che il valore massimo al quale viene iscritta un'attività non può essere superiore al maggiore tra il valore d'uso (determinato attualizzando i flussi di cassa operativi futuri generati dalla CGU relativa all'attività considerata) e il *fair value* meno i costi di vendita.

Dunque, il valore contabile dell'attività verrà confrontato con il valore recuperabile, e se quest'ultimo è inferiore, l'impresa svaluterà l'attività riportando la differenza di valore a conto economico. In caso contrario, non vi sarà alcun intervento.

Per quanto riguarda le spese relative all'attività di produzione, così come nei principi statunitensi anche secondo lo IAS 16, devono essere imputate al conto economico quando sostenute.

4.3.3 Informativa relativa alle riserve di idrocarburi

Le riserve e le relative informazioni sono un elemento di comunicazione significativo che le imprese oil&gas hanno verso tutti gli *stakeholders*.

Tuttavia, i principi contabili internazionali non richiedono alcuna informativa riguardo le riserve detenute dalle società.

L'IAS 1 – *Presentation of Financial Statements* richiede che il bilancio di una società fornisca informazioni addizionali che non sono presenti nello stato patrimoniale e nella nota integrativa ma che sono necessarie per una completa presentazione della situazione

patrimoniale, finanziaria ed economica della società.

Il principio IAS 1 permette alle imprese di inserire in bilancio l'informativa richiesta da altri organismi normativi o da prassi di settore consolidate, in assenza di indicazioni specifiche richieste dagli stessi principi internazionali.

Molte imprese operanti nel settore oil&gas forniscono informazioni supplementari a quelle contenute in bilancio, data l'elevata incertezza che caratterizza questo settore e la volontà degli investitori e degli altri *stakeholders* di ricevere informazioni e dati riferiti alle riserve detenute dall'impresa stessa.

Le informazioni sulla quantità di riserve di petrolio e gas dell'impresa e le relative variazioni sono essenziali per gli utenti al fine di confrontare le performance e la posizione finanziaria delle imprese petrolifere.

Inoltre, se l'impresa detiene delle riserve soggette a particolari rischi, questi devono essere identificati e comunicati.

Il bilancio deve contenere anche le informazioni relative alle categorie di riserve e fornire una loro descrizione.

Si è a lungo dibattuto sulla necessità di istituire delle misure comuni di valutazione delle riserve; tuttavia, allo stato attuale ancora non è presente un metodo globalmente accettato.

Vi sono però delle definizioni ingegneristiche, accettate a livello mondiale, che tengono conto di fattori economici. Queste definizioni possono essere un *benchmark* utile per dettare l'informativa relativa ai futuri cash flow relativi alle riserve.

L'informativa riguardante le principali assunzioni future e altre importanti fonti d'incertezza alla data di bilancio, è richiesta dallo IAS 1. Dato che le riserve hanno un notevole impatto, questo significa che le imprese oil&gas devono dare informazioni riguardo, per esempio:

- la metodologia utilizzata per la valutazione delle riserve;
- le ipotesi chiave sulle quali si basa tale valutazione;
- la sensibilità dei valori contabili delle attività e passività relativi alle stime delle riserve;
- le modifiche apportate al valore attribuito alle riserve, nonché ad eventuali modifiche delle ipotesi sulle quali si basa la stima delle stesse.

Altre informazione, per esempio i futuri potenziali costi per l'acquisizione, lo sviluppo e la produzione delle riserve, potrebbero essere inserite in bilancio.

In assenza di una disciplina completa, di solito le imprese attualmente presentano informazioni supplementari al bilancio IAS/IFRS seguendo le disposizione dettate dai GAAP nazionali.

4.3.4 Oneri per il ripristino ambientale

Sia gli US GAAP che i principi IFRS prevedono che i costi per lo smantellamento di un asset e il ripristino ambientale del suo sito siano inclusi nel costo dell'asset stesso.

Le regolamentazioni locali in vigore devono essere prese in considerazione per determinare la portata di tali costi.

Tra i principi contabili internazionali, lo IAS 37 si occupa della disciplina relativa alle *decommissioning liabilities*.

In maniera sostanzialmente omogenea alla disciplina FASB, i principi IAS, richiedono di capitalizzare i costi di smantellamento e di ripristino ambientale e portali ad incremento dell'attività cui si riferiscono. In contropartita viene creato un fondo rischi nel passivo dello stato patrimoniale alimentato da accantonamenti periodici a conto economico.

A differenza dei principi statunitensi, lo IAS 37 prevede che i costi di smantellamento e di ripristino ambientale siano attualizzati utilizzando un tasso di sconto (*pre-tax rate*) che riflette la valutazione corrente del valore temporale del denaro e dei rischi connessi alla specifica passività aziendale.

Differenti *decommissioning obligations* avranno, naturalmente, diversi livelli di rischio, ovvero diversi livelli di incertezza legate ai costi e ai tempi di smantellamento e ripristino ambientale. I rischi specifici di ogni asset saranno quindi incorporati o nei cash flow relativi ai *decommissioning obligations* oppure nel *pre-tax rate* utilizzato.

Inoltre, in caso di cambiamenti nel valore di tali obbligazioni in seguito al trascorrere del tempo, questi vengono riconosciuti come interessi passivi (a differenza degli US GAAP dove vengono riconosciuti come *accretion expense*).

4.4 Conclusioni

Nel seguente capitolo l'oggetto di studio è stato la disciplina contabile, sia statunitense che internazionale, cui sono soggetti i bilanci delle imprese che operano nel settore oil&gas.

In primo luogo si è analizzata la disciplina US GAAP, la quale prevede due approcci per contabilizzare le spese di esplorazione, sviluppo e produzione: il *successful effort method* e il *full cost method*.

Il FC *method* permette di capitalizzare tutti i costi relativi alle attività di esplorazione e sviluppo, indipendentemente se questi sono riferiti a pozzi di successo o meno. Secondo i sostenitori di tale metodo, questi costi devono essere capitalizzati a prescindere dal successo delle attività a cui si riferiscono in quanto quest'ultime rappresentano le operazioni *core* per un'impresa petrolifera.

È previsto tuttavia un limite (*cost ceiling*): questi costi possono essere capitalizzati fin quanto il loro ammontare non supera il valore delle riserve certe cui sono riferiti.

Il metodo del FC è solitamente adottato dalle *E&P company* di piccole dimensioni o da imprese che operano da poco sul mercato. Infatti, tale metodo permette di avere un attivo patrimoniale e dei risultati economici maggiormente elevati rispetto al metodo *successful effort*. Inoltre, sempre rispetto a quest'ultimo metodo, il *full cost* consente di avere degli utili maggiormente stabili nel corso degli anni.

In contrapposizione al metodo del FC le imprese possono decidere di adottare il metodo del SE. Il SE *method* permette di capitalizzare soltanto i costi associati alle attività di esplorazione concluse con successo. Sono invece imputate a conto economico le spese relative alle attività esplorative e di sviluppo che non hanno portato alla scoperta di riserve economicamente sufficienti.

Secondo la logica di questo metodo, l'attività svolta da un'impresa petrolifera è quella di produrre petrolio e gas da riserve sviluppate per cui gli unici costi da capitalizzare sono quelli relativi alle attività esplorative concluse con successo.

Il metodo contabile del SE è utilizzato soprattutto dalle imprese integrate di grandi dimensioni.

In entrambi i modelli contabili, i costi capitalizzati sono ammortizzati seguendo il metodo *Unit of Production*. Per calcolare la quota di ammortamento del periodo (trimestre), si applica un'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel periodo e le riserve certe esistenti a fine periodo incrementate dei volumi estratti nel periodo stesso.

Indipendentemente dal modello utilizzato, i costi di produzione, ovvero tutti i costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi, sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Per quanto riguarda le riserve di idrocarburi, la SEC da una definizione di riserve certe e stabilisce che, per la valutazione delle stesse, è necessario applicare un prezzo medio dato dalla media aritmetica dei prezzi espressi nei 12 mesi precedenti la chiusura dell'esercizio.

Inoltre, la SEC richiede alle imprese petrolifere di fornire una dettagliata informativa relativa alle riserve di idrocarburi. L'informativa deve fare riferimento agli ultimi tre esercizi e deve essere distinta per area geografica e per risorsa (petrolio, gas, petrolio sintetico e gas sintetico).

Devono essere indicate tutta una serie di informazioni sulle riserve certe non sviluppate (PUDs) e delle riserve certe detenute dall'impresa controllante e dalle imprese consolidate.

Un'altra tematica inerente all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi è la rilevazione degli oneri per lo smantellamento degli impianti e il ripristino ambientale (A.R.O.).

Il FAS N.143 prevede che tali oneri vengano rilevati al *fair value* sin dal momento in cui gli asset, cui sono riferiti gli A.R.O., sono iscritti in bilancio.

Gli oneri connessi agli A.R.O. vengono capitalizzati e portati ad incremento del

valore dell'attività cui si riferiscono; in contropartita viene creato un fondo nel passivo dello Stato Patrimoniale che verrà alimentato attraverso gli accantonamenti periodici in contro economico

A differenza della disciplina statunitense, i principi contabili IAS/IFRS sono molto meno dettagliati. L'unico principio esclusivamente dedicato alle attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie è l'IFRS 6, emanato soltanto nel 2006.

Questo principio prevede che le attività di esplorazione e valutazione siano rilevate inizialmente al loro costo. In seguito, si possono applicare due modelli alternativi di *accounting*: il modello del costo, secondo cui l'attività considerata viene iscritta al costo al netto degli ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore accumulate, oppure il modello della rivalutazione, dove alle attività di esplorazione e valutazione, sulla base della loro natura, vengono applicati i principi di rivalutazione previsti per le attività immateriali (IAS 38) o le attività materiali (IAS 16).

Nel momento in cui l'impresa petrolifera verifica la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale delle riserve cui le attività di esplorazione e valutazione si riferiscono, i costi di tali attività saranno sottoposti ad *impairment test* e verranno riclassificati come costi per attività di sviluppo.

Per quanto riguarda l'informativa relativa alle riserve di idrocarburi, i principi contabili internazionali non prevedono nessun obbligo specifico a riguardo. Tuttavia, data l'importanza di tali informazioni, le imprese solitamente seguono le disposizioni dettate da altri GAAP per colmare tale lacuna.

Infine, il principio IAS 37, il quale si occupa della disciplina relativa alle *decommissioning liabilities*, in maniera sostanzialmente simile alla disciplina FASB, richiede di contabilizzare i costi di smantellamento degli asset e il ripristino ambientale portandoli ad incremento delle attività cui si riferiscono.

5. Conclusioni

Gli studiosi di economia sono da sempre interessati all'indagine e alla definizione del concetto di valore. Nel corso degli anni si è cercato di agganciare il più possibile tale concetto alla realtà operativa, in modo da poterlo rendere utile ed utilizzabile nella pratica aziendale.

Da ciò nasce la teoria che sta alla base della valutazione d'azienda, ovvero del processo di stima che ha come obiettivo principale quello di definire, in un preciso istante, attraverso il ricorso a diversi metodi e strumenti, il valore del capitale economico, ossia del capitale investito nell'azienda.

Gli ambiti e gli scopi in cui è richiesta la valutazione del sistema aziendale sono svariati e si sono incrementati nel tempo, al pari dell'interesse relativo al processo di misurazione del valore delle aziende.

Sono molteplici le situazioni operative in cui si manifesta l'esigenza di stimare il valore di un'azienda: operazioni di finanza straordinaria (fusioni, acquisizioni, scissioni, trasformazioni, scorpori ecc.); strategie di sviluppo, integrazione e ristrutturazione; elaborazioni di stime di performance delle imprese e così via.

L'obiettivo di questa tesi è stato quello di esporre una rassegna sui principali metodi impiegati per la valutazione delle imprese che operano nel settore oil&gas, delle difficoltà che gli analisti finanziari incontrano in tale processo e i punti di forza e di debolezza nonché le eventuali forzature teoriche di ciascun modello.

Premessa necessaria per una congrua valutazione è la conoscenza del settore in cui l'impresa opera.

Il settore petrolifero raggruppa una articolata serie di attività che possono essere divise in tre sub-settori: *upstream*, *midstream* e *downstream*.

Le imprese che operano nel sub-settore dell'*upstream* svolgono attività di esplorazione e di sviluppo dei campi volti alla produzione del petrolio e/o gas; il sub-settore del *midstream* invece raggruppa le attività di stoccaggio e trasporto del petrolio e del gas; infine il sub-settore *downstream* si occupa delle attività di rigassificazione del gas, raffinazione del petrolio, delle attività di marketing e di vendita degli idrocarburi e dei prodotti petroliferi.

I principali attori di questo settore si distinguono in *National Oil Company*, imprese a controllo pubblico (es. Gazprom in Russia) le quali detengono circa il 90% delle riserve mondiali di idrocarburi, *International Oil Company*, compagnie private integrate lungo tutte le attività della catena del valore (es. Exxon, BP) e *Indipendent Oil Company*, società specializzate nel settore *upstream* o *midstream*.

Oltre questi attori, un soggetto che svolge un ruolo di primaria importanza è l'OPEC, l'organizzazione inter-organizzativa che ha il potere di definire il livello di offerta e il prezzo di mercato del greggio.

Gli attori di mercato, in particolare le IOC e le imprese indipendenti, sono molto attente a sfruttare le opportunità derivanti da possibili acquisizioni e fusioni. Queste operazioni consentono infatti di creare sinergie in grado di apportare significativo valore al capitale economico dell'azienda.

Nel 2015, così come è accaduto in passato, il sub-settore *upstream* ha registrato il maggior numero di *deal* (circa i due terzi del totale). In termini di accordi regionali, il Nord America è l'area territoriale più attiva per il mercato M&A, seguita da Europa e Asia

Effettuando un confronto con i risultati degli anni passati, sia il numero che il valore totale delle transazioni registrate nel 2015 nel settore *upstream* ha subito delle riduzioni. Per il settore dei servizi petroliferi è andata addirittura peggio, con un valore di *deal* conclusi inferiore al 64% rispetto a quello del 2014. Una situazione migliore si è invece avuta nel settore *midstream* e *downstream*, dove il numero di accordi registrati è stato simile o addirittura superiore a quello dell'anno precedente.

Per concludere questa panoramica generale del settore petrolifero si è analizzato il funzionamento del mercato del petrolio e del mercato del gas.

Il petrolio è venduto principalmente su due borse internazionali, il Nymex e l'ICE, dove vengono negoziati due tipologie di greggio, il WTI e il Brent.

Il prezzo del petrolio dipende dalla domanda e dall'offerta, dalla quantità di greggio stoccato, dal livello delle riserve dell'OPEC, dai prezzi dei prodotti petroliferi e dalle attività speculative del mercato finanziario.

Il mercato del gas, a differenza del mercato del petrolio, si basa sostanzialmente sulla stipulazione di contratti di fornitura di medio-lungo termine di tipo *point-to-point*. Nei prossimi anni si prevede un crescente aumento della domanda di gas, trainata dalla crescita dei Paesi non-OCSE dell'Asia, del Medio Oriente e dei Paesi non-OCSE dell'America.

Terminata questa prima parte, l'attenzione si è focalizzata sullo studio dei metodi più adeguati alla valutazione delle imprese operanti nel settore oil&gas.

Per quanto riguarda i metodi diretti, numerosi sono i moltiplicatori dedicati all'attività petrolifera. Quelli riportati nel lavoro di tesi sono: EV/EBITDA, EV/EBITDAX, EV/BOE/D, EV/2P, P/CF, EV/DACF. Alcuni di questi si basano su grandezze fisiche, altri su grandezze economiche e finanziarie appositamente modificate per tener conto delle specifiche caratteristiche del settore.

Dati i limiti insiti nella scelta del campione delle società comparabili e la difficoltà di individuare dei moltiplicatori rappresentativi, gli analisti utilizzano i metodi diretti solo come strumento sussidiario dei metodi indiretti.

Questi ultimi, consentono di effettuare una stima del capitale economico d'azienda utilizzando dei modelli, nei limiti del possibile, razionali, obiettivi e neutrali.

Il DCF è il modello, in generale, più utilizzato dagli analisti. Secondo tale modello, il valore dell'impresa è pari al valore dei flussi di cassa attesi, opportunamente scontati ad un tasso che riflette il tempo e i fattori di rischio.

Poiché le imprese petrolifere fanno notevole ricorso a fonti di indebitamento, i valutatori utilizzano il DCF *unlevered*, il quale non tiene conto della struttura finanziaria dell'impresa.

Le *International Oil Company* operano solitamente a livello internazionale. Questo le consente di accentrare i propri debiti in Paesi dove ci sono maggiori sgravi fiscali.

Il modello del DCF, soprattutto quando l'impresa considerata è molto indebitata, non riesce a tener pienamente conto di tali risparmi. Per ovviare a questo problema, si ricorre al modello APV, il quale calcola separatamente il valore attuale dei risparmi fiscali, almeno nel periodo di previsione esplicita.

Un altro modello molto utilizzato per valutare i grandi gruppi petroliferi è il SOP *method*. In questo modello il valore del gruppo di imprese è dato dalla somma del valore delle aziende che costituiscono il gruppo stesso, calcolati separatamente e utilizzando le tecniche più idonee a catturare le caratteristiche di ciascuna di esse.

Per la valutazione delle E&P *company*, ovvero delle imprese che operano nel settore *upstream*, nella maggior parte dei casi si utilizza il NAV.

Secondo il NAV, l'impresa non effettua nessun investimento per la ricerca di nuovi siti produttivi e quindi ha una vita limitata in quanto opera fino ad esaurimento delle riserve detenute

Oltre a questi modelli tradizionali, nella pratica si sta diffondendo, seppur timidamente, un modello basato sulla simulazione Monte Carlo.

La Monte Carlo *simulation*, diffusa soprattutto in finanza, consente in questo caso di stimare il valore dell'*exploration portafolio* compiendo migliaia di simulazioni che permettono di ottenere una distribuzione di valori. Il valore del capitale economico d'azienda sarà dato dalla somma dei core asset, valutati utilizzando i metodi tradizionali, e il valore dell'*exploration portafolio*.

Infine, un ulteriore metodo utilizzato per la valutazione delle E&P *company* di recente costituzione, è quello delle opzioni reali.

La stima del valore del capitale economico di queste imprese non può essere limitata al calcolo dei flussi prodotti dagli asset che essa dispone, ma deve considerare anche il portafoglio di opzioni che possono essere esercitate dal management.

Questo metodo individua proprio nelle opportunità strategiche e nelle opzioni a disposizione di un'azienda le determinanti fondamentali del valore della stessa.

I risultati ottenuti dai diversi modelli possono variare sensibilmente in seguito a variazioni dei propri input.

L'analisi di sensitività permette agli analisti di analizzare la sensibilità del valore aziendale, stimato da un preciso modello, alle variazioni di una o più variabili di entrata dello stesso.

Un'altra analisi molto utilizzata dai valutatori è la *scenario analysis* la quale si distingue in: *best-case, worst-case analysis*, dove si impostano le variabili del modello base ad un valore, rispettivamente, ottimistico e pessimistico; *plausible scenarios*, dove gli input sono impostati a dei valori che rispecchiano gli scenari maggiormente plausibili.

In entrambi i casi è possibile attribuire a ciascuno scenario una percentuale, in base alla probabilità che lo stesso si verifichi, e stimare il valore economico d'azienda come media ponderata degli Enterprise Value stimati nei diversi scenari.

Comprendere le differenze delle diverse discipline contabili è un requisito necessario per una corretta stima del valore economico aziendale. Il metodo contabile infatti influisce sull'entità dell'utile o dei flussi di cassa della società.

Nel quarto capitolo si è esaminata la disciplina, sia statunitense che internazionale, relativa ai bilanci delle imprese oil&gas.

In primo luogo, si sono analizzati gli US GAAP, i quale prevedono due approcci per contabilizzare le spese di esplorazione e sviluppo: il *successful effort method*, il quale permette di capitalizzare soltanto i costi associati alle attività di esplorazione e sviluppo concluse con successo, e il *full cost method*, che consente di capitalizzare tutti i costi relativi alle attività di esplorazione e sviluppo, anche se questi si riferiscono a pozzi improduttivi.

Il metodo del FC è solitamente adottato dalle E&P *company* di piccole dimensioni o da imprese di nuova costituzione in quanto consente di avere un attivo patrimoniale e dei risultati economici maggiormente elevati, mentre il metodo del SE è utilizzato soprattutto dalle imprese integrate di grandi dimensioni.

Per quanto riguarda le riserve di idrocarburi, la SEC fornisce una definizione di riserve certe, stabilisce il prezzo da applicare per la loro valutazione e la relativa informativa da riportare in bilancio.

Un'altra tematica inerente all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi è la rilevazione degli oneri per lo smantellamento degli impianti e il ripristino ambientale, i quali devono essere rilevati al *fair value* e portati ad incremento del valore dell'attività cui si riferiscono.

A differenza della disciplina statunitense, i principi contabili IAS/IFRS sono molto meno dettagliati. L'unico principio esclusivamente dedicato alle attività di esplorazione e valutazione delle risorse minerarie è l'IFRS 6, emanato soltanto nel 2006.

Tuttavia la disciplina rimane lacunosa sotto molti aspetti.

In conclusione, il processo di valutazione ha assunto al giorno d'oggi un'importanza sempre maggiore, sia per via delle numerose operazioni straordinarie, sia per la complessità della vita aziendale che spinge il management a richiedere di valutare l'intera azienda o di un ramo ad essa relativa, per scopi conoscitivi gestionali, di ristrutturazione e riorganizzazione aziendale e così via.

Questo è dovuto soprattutto ad una nuova visione della realtà aziendale, più dinamica, dove il valore aziendale viene influenzato dalle prospettive future, dai rendimenti attesi e dai profili di rischio delle nuove iniziative.

Tuttavia, nonostante lo sviluppo di modelli sempre più razionali, neutrali ed obiettivi, il processo di valutazione è, in prevalenza, intrinsecamente soggettivo, e quindi di conseguenza, discrezionale. Non è possibile infatti eliminare la soggettività insita nelle stime, ipotesi e congetture alla base dei modelli utilizzati. Pertanto, il valore del capitale economico non deve essere mai considerato come un risultato oggettivo ma come una stima, ovvero il prodotto di un giudizio professionale.

Bibliografia

ALEX W. HOWARD, ALAN B. HARP JR., Oil and Gas Company Valuations, 2009.

BALDUCCI, DANIELE, La valutazione dell'azienda, FAG, 2006.

BP, BP Energy Outlook 2016 edition, 2016.

BORSA ITALIANA, Guida alla Valutazione, Borsa Italiana, Milano, 2014.

- CITIGROUP, Introduction to the Oil and Gas Industry: A primer on hydrocarbons and the oil & gas value chain, Marzo 2007.
- DAMODARAN, ASWATH, *The Promise and Peril of Real Options*, Stern School of Business, 2005.
- DAMODARAN, ASWATH, *Probabilistic approaches: scenario analysis, decision trees and simulations*, 2007.
- DAMODARAN, ASWATH, *The Octopus: Valuing Multi-business, Multi-national companies*, Stern School of Business, Novembre 2009.
- DAMODARAN, ASWATH, *Ups and Downs: Valuing Cyclical and Commmody Companies*, Stern School of Business, Novembre 2009.
- DAMODARAN, ASWATH, Valutazione delle aziende, Apogeo Education 2014.
- DAN S. DHALIWAL, The Effect of the Firm's Caputal Structure on the Choice of Accounting Methods, Gennaio 1980.
- DELOITTE, Deloitte Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report Year-end 2014: A world in flux, 2015.

- DELOITTE, Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report Year-end 2015: Waiting for a rebound, 2016.
- DEUTSCHE BANK, Oil & Gas for Beginners, Gennaio 2013.
- DI GABRIELE, NICO, La valutazione dell'impresa petrolifera. Metodi operativi e capacità di spiegare i corsi azionari, 2010.
- EHRHARDT, M. C. DAVES, P. R. The adjusted present value: the combined impact of growth and the tax shield of debt on the cost of capital and systematic risk, Unpublished working paper University of Tennessee, 1999.
- ENI, Relazione Finanziaria Annuale 2015, 2015.
- ERNST&YOUNG, US GAAP vs. IFRS. The basics: Oil and Gas, 2009.
- FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD, Statement of Financial Accounting Standards No. 19 Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies, 1977.
- FINANCIAL ACCOUNTING STANDARDS BOARD, Statement of Financial Accounting Standards No. 143 –Accounting for Asset Retirement Obligations, 2001.
- FRYKMAN, DAVIS TOLLERYD, JAKOB, *Valutare l'impresa*, Pearson Education Italia, 2005.
- GUATRI, LUIGI BINI, MARCO, *I moltiplicatori nella valutazione delle aziende*, Università Bocconi Editore, 2002.
- GUATRI, LUIGI BINI, MARCO, *Nuovo trattato sulla valutazoine delle aziende*, Università Bocconi Editore, 2005.

- HEATHER, PATRICK, Continental European Gas Hub: Are they fit for purpose?, Giugno 2012.
- HOWARD, ALEX W. HARP JR, ALAN B., *Oil and Gas Company Valuations*, Business Valuation Review Volume 28 Number 1, 2009.
- IFRS FOUNDATION, *IFRS Standard 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources*, Dicembre 2004.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Gas Medium-Term Market Report 2015: Market Analysis and Forecasts to 2020, 2015.
- MOHANTY, PITABAS, A Practical Approach to Solving the Circularity Problem in Estimating the Cost of Capital, XLRI Jamshedpur, Agosto 2003.
- MOORE, C.R.K., *Perspectives on the valuation of upstream oil and gas interests: An overview*, Oxford University Press, 2008.
- ONESTI T., Appunti delle lezioni di Valutazioni d'Azienda, Luiss Guido Carli, A.A. 2015/2016.
- ORGANISMO ITALIANO DI VALUTAZIONE, *PIV Principi Italiani di Valutazione* 2015, EGEA, 2015.
- PRICEWATERHOUSECOOPERS, Financial reporting in the oil and gas industry International Financial Reporting Standards, 2008.
- RADON, JANIK, *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*, 2005.
- ROYAL DUTCH SHELL PLC, Annual Report and Form 20-F for the year ended December 31, 2015.

THE WORLD BANK GROUP, The petroleum sector value chain, Giugno 2009.

UBS, Introduction to the Oil Industry, Maggio 2008.

VULPIANI, MARCO, Special Cases of Business Valuation, McGrawHill 2014.

VULPIANI M., Appunti delle lezioni di Finanza Aziendale Avanzato, Luiss Guido Carli, A.A. 2015.

ZANDA, GIANFRANCO – LACCHINI, MARCO – ONESTI, TIZIANO, *La valutazione delle aziende*, Giappichelli 2013.

Sitografia

http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40.htm

http://www.ilsole24ore.com

https://www.iea.org/oilmarketreport/

http://www.eia.gov

http://www.bp.com

http://www.eni.com

http://www.borsaitaliana.it

http://www.investopedia.com

http://www.fasb.org

http://eifrs.ifrs.org/eifrs/UnaccompaniedIas

 $http://pages.stern.nyu.edu/\!\!\sim\!\!adamodar/$

http://www.spe.org/industry/reserves.php

Sintesi dell'elaborato

La valutazione d'azienda rappresenta un processo che si pone come finalità la stima del valore di un'azienda, di un ramo di azienda o di un gruppo di imprese, facendo ricorso a metodologie specifiche e correlate alle caratteristiche del settore e della realtà in cui l'organizzazione opera.

Le ragioni per cui un'azienda viene valutata possono essere sostanzialmente raggruppate in due macrocategorie:

- esigenze di carattere gestionale (esempio riorganizzazione e ristrutturazione aziendale);
- esigenze dettate da operazioni straordinarie (quali fusioni, acquisizioni, scissioni, trasformazioni e così via).

Il presente lavoro di tesi si propone di offrire un focus su quelle che sono le principali metodologie utilizzate per la valutazione delle imprese oil&gas.

Al fine di effettuare una valutazione quanto più razionale possibile, è necessario comprendere il funzionamento del settore petrolifero e del mercato degli idrocarburi.

La catena del valore del settore oil&gas si articola nelle seguenti fasi:

- *Upstream*, che racchiude le attività di esplorazione e *appraisal*, di sviluppo e di produzione;
- *Midstream*, nella quale si effettua il trasporto e lo stoccaggio del petrolio e del gas;
- *Downstream*, nella quale si svolgono le attività di rigassificazione del gas e raffinazione del petrolio nonché il marketing e la vendita degli idrocarburi.

In particolare, la prima attività della catena del valore è quella di esplorazione e appraisal (o valutazione) dei campi idonei alla produzione del petrolio e/o gas. Le imprese che operano in questa fase si occupano dello studio di tutte le informazioni geografiche e geologiche del sito considerato. In caso di esito positivo, i giacimenti di petrolio vengono sviluppati, cioè si procede all'istallazione delle infrastrutture necessarie all'estrazione, la raccolta e lo stoccaggio del petrolio e del gas. Infine, la produzione raggruppa tutte le attività svolte per garantire il corretto funzionamento degli impianti e delle attrezzature di estrazione degli idrocarburi.

Le attività che rientrano nel sub-settore *midstream* invece, sono il trasporto e lo stoccaggio. Dal sito produttivo, gli idrocarburi devono essere trasportati negli appositi impianti di raffinazione e da questi vengono poi distribuiti sul mercato. Il trasporto può avvenire tramite *pipeline*, camion, treni e navi petroliere.

Il petrolio e il gas possono essere anche stoccati a diversi punti lungo la catena del valore per una serie di ragioni, tra cui: (i) rispondere in tempo reale alle richieste del mercato; (ii) assicurare un elevato margine di elasticità alla gestione delle strutture produttive e di trasporto; (iii) assicurare il mantenimento di riserve strategiche da utilizzare esclusivamente per fronteggiare situazioni eccezionali; (iv) effettuare attività speculative.

Infine, nel sub-settore *downstream* rientrano le attività di raffinazione del petrolio e di rigassificazione del gas naturale. I prodotti realizzati sono poi distribuiti e venduti direttamente ai clienti industriali oppure ai consumatori retail.

La rigassificazione è il processo attraverso il quale il GNL viene riconvertito in gas, mentre durante la fase di raffinazione il greggio viene trasformato in prodotti come il gasolio, la benzina, il jet/kerosene, la nafta, ecc. La raffinazione è un business globale e altamente ciclico, la cui reddittività è sensibile ai cambiamenti marginali della domanda e dell'offerta.

La fase di marketing e vendita invece, si occupano della distribuzione e vendita dei prodotti finiti, sia attraverso il commercio all'ingrosso che al dettaglio.

Le imprese che operano nel settore oil&gas possono essere distinte in tre categorie:

- International Oil Company (IOC): compagnie private (in genere public company) che operano a livello internazionale in tutte le fasi della catena del valore dell'industry. Realizzano elevati livelli di produzione ma hanno delle quantità di riserve non paragonabili a quelle detenute dalle NOCs. Rientrano in questa categoria Exxon, BP ecc.
- National Oil Company (NOC): compagnie di proprietà o compagnie controllate dai governi dei Paesi ricchi di giacimenti petroliferi. Le NOCs detengono circa il 90% delle riserve mondiali di petrolio.
 Delle 20 imprese petrolifere più grandi, in termini di riserve di petrolio e gas, sedici sono NOC.
- Indipendent Oil Company: imprese indipendenti, caratterizzare da dimensioni relativamente ridotte, da un assetto organizzativo parzialmente integrato, in genere sbilanciato nelle fasi di upstream (E&P company) o downstream, e da una contenuta diversificazione geografica e produttiva con focalizzazione sul mercato nazionale.

Un attore di mercato che ricopre un ruolo di primaria importanza nel settore petrolifero è l'OPEC. L'OPEC è una organizzazione inter-governativa creata nel settembre del 1960 da cinque membri fondatori: Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela. Nel corso degli anni altri Paesi si sono uniti, fino ad arrivare attualmente ad un numero di quattordici membri.

L'obiettivo dell' OPEC è stato, sin dalla sua creazione, quello di "coordinare e uniformare le politiche petrolifere tra i Paesi membri al fine di garantire prezzi stabili e equi per i produttori di petrolio; una efficiente, economica e regolare fornitura di petrolio per i Paesi consumatori; e una congrua remunerazione per coloro che investono nel settore".

La capacità dell'OPEC di influenzare il prezzo del petrolio riflette la sua posizione dominante sulle riserve mondiali (81% nel 2015) e la sostanziale e crescente quota mondiale di idrocarburi che è rappresentata dai suoi membri e, di conseguenza, l'impatto che i cambiamenti della loro politica di produzione possono avere sulla fornitura mondiale di idrocarburi.

OPEC share of world crude oil reserves, 2015 M Algeria Angola **■** Ecuador ■ Gabon Indonesia IR Iran OPEC ■ Iraq 279.2 billion barrels 1,213.4 billion barrels Kuwait 81% Libya Nígeria Qatar Saudi Arabia United Arab Emirates Venezuela OPEC proven crude oil reserves, at end 2015 (billion barrels, OPEC share) 300.88 24.8% Kuwait Venezuela 101.50 8.4% Qatar 25.24 2.1% Indonesía 3.23 0.3% 266.46 22.0% 97.80 12.20 1.0% Saudi Arabia United Arab Emirates 8.1% Algeria Gabon 2.00 0.2% IRIran 158.40 13.1% Libya 48.36 4.0% 0.8% Angola 9.52 142.50 11.7% Nigeria 37.06 3.1% Ecuador 8.27 0.7% Iraq

Figura n.1 - Quota mondiale di riserve di petrolio detenute dall'OPEC nel 2015

Fonte: OPEC Annual Statistical Bulletin 2016

Gli attori di mercato, in particolare le IOC e le imprese indipendenti, sono molto attente a sfruttare le opportunità derivanti da possibili acquisizioni e fusioni. Queste operazioni consentono infatti di creare sinergie in grado di apportare significativo valore all'azienda.

L'attività del mercato delle acquisizioni e delle fusioni nel 2015 è stata inferiore, in termini sia numerici che di valore, a quella di qualsiasi anno dal 2012. Con i prezzi del petrolio rimasti bassi per l'intero 2015, l'attività di M&A è stata sorprendentemente tranquilla.

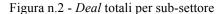
_

⁶² Testo tradotto dal sito ufficiale dell'OPEC: http://www.opec.org/opec_web/en/about_us/24.htm.

Effettuando un confronto con i risultati degli anni passati, sia il numero che il valore totale delle transazioni registrate nel 2015 nel settore *upstream* ha subito delle riduzioni. L'unico accordo che ha segnato il 2015 è stata l'acquisizione di BG Group da parte di Shell, conclusa ad un prezzo pari a 47 miliardi di sterline. Per il prossimo biennio si prevede un leggero aumento del volume delle transazioni ed una riduzione del numero dei *mega deal*. Per il settore dei servizi petroliferi è andata addirittura peggio, con un valore di *deal* conclusi inferiore al 64% rispetto a quello del 2014. Per via del rinvio della domanda da parte degli operatori dell'*upstream*, le imprese dell'*oilfield services* si sono focalizzate sulla riduzione della capacità produttiva, al fine di adeguarsi alla diminuzione delle attività nel settore. Alcuni piccoli operatori hanno invece deciso di liquidare la propria attività

Una situazione migliore si è invece avuta nel settore *midstream* e *downstream*, dove il numero di accordi registrati è stato simile o addirittura superiore a quello dell'anno precedente.

Tra i sub-settori, l'*upstream* ha registrato il maggior numero di *deal* (circa i due terzi del totale). In termini di accordi regionali, il Nord America è stata l'area territoriale più attiva per il mercato M&A, seguita da Europa e Asia.



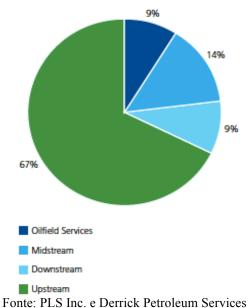
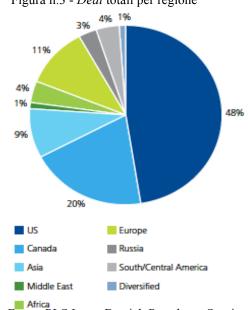


Figura n.3 - Deal totali per regione



nte: PLS Inc. e Derrick Petroleum Services

Fonte: PLS Inc. e Derrick Petroleum Services

Per concludere questa panoramica generale del settore petrolifero si analizza il funzionamento del mercato del petrolio e del mercato del gas.

Le principali borse internazionali per il commercio del petrolio e dei prodotti petroliferi sono il New York Mercantile Exchange (Nymex) e l'Intercontinental Exchange (ICE). Entrambi i mercati negoziano contratti spot, contratti future ed è possibile

effettuare operazioni di *hedging* e attività speculative. Dato l'elevato numero di greggi, solamente due di questi sono utilizzati come benchmark: il West Texas Intermediate (WTI) negoziato sul mercato Nymex e il Brent negoziato sull'ICE.

Il prezzo del petrolio è influenzato da numerosi fattori. I più importanti sono: le dinamiche della domanda e dell'offerta, le variazioni del dollaro (poiché il petrolio è scambiato in questa valuta), gli eventi geopolitici e le decisioni prese dall'OPEC. Anche la crescita delle commodity come strumento di speculazione gioca un ruolo importante nella formazione del prezzo. Infine, altri fattori che incidono sulla formazione del prezzo del petrolio sono il livello del petrolio stoccato e l'andamento dei mercati dei prodotti petroliferi.

Diversamente dal petrolio, il gas non ha una produzione di carattere globale, per via principalmente delle elevate barriere di costo e delle tensioni geopolitiche che hanno impedito la creazione di una rete di trasporto a livello mondiale.

Il mercato del gas è quindi prevalentemente a carattere regionale e il suo sviluppo è stato caratterizzato da una fornitura attraverso *pipeline* e accordi contrattuali a lungo termine di tipo *point-to-point*, eccezion fatta per gli Stati Uniti, dove esiste un mercato spot completamente liberalizzato.

Di recente, la rapida crescita del mercato del GNL ha timidamente accennato alla possibilità di creare un mercato globale, anche se questo viene fornito attraverso contatti di lungo periodo e rappresenta solo il 10% della fornitura globale di gas. Ciò dimostra come l'emergere di un mercato completamente liberalizzato a livello globale sia una prospettiva ancora piuttosto lontana.

Secondo il *Medium-Term Gas Market Report 2015* pubblicato dall'*International Energy Agency*, la domanda globale di gas è destinata a crescere del 2% in media, tra il 2014 e il 2020.

Per quanto riguarda l'offerta, le riserve globali di gas sono scese leggermente nel 2015 (-0,1%), a causa del ridotto declino della quantità di riserve russe e norvegesi.

Queste si attestano comunque ad una quantità tale da permettere di soddisfare 52,8 anni di fabbisogno, ad un livello di produzione corrente.

Secondo quanto previsto dall'*International Energy Outlook 2016* pubblicato dell'EIA, i produttori di gas naturale del mondo aumenteranno le loro forniture di circa il 69%, dal 2012 al 2040.

Il report prevede anche un notevole incremento della fornitura del gas da sabbie bituminose (in inglese *tight gas*), del gas da argille (meglio conosciuto come *shale gas*) e del metano da carbone (*coalbed methane*), specialmente in Cina, Stati Uniti e Canada.

Il gas negli Stati Uniti è venduto sia sul mercato *spot* che nel mercato *future* allo stesso modo del greggio. Tutto il gas venduto utilizza come benchmark il prezzo fissato dal gasdotto Henry Hub.

Il mercato europeo invece è sviluppato sulla base di contratti di lungo periodo indicizzati al prezzo del petrolio o dei prodotti petroliferi. La struttura di lungo periodo dei contratti consente non solo al fornitore di avere una chiara visione della domanda finale, permettendogli di prendere le proprie decisioni di investimento, ma anche agli acquirenti di garantirsi degli approvvigionamenti sicuri.

Infine, in Asia la costruzione di una rete di gasdotti risulta essere troppo costosa a causa dell'aspetto geografico del continente asiatico, ragion per cui le regioni importatrici dipendono per circa il 90% dal GNL, fornito attraverso contatti di medio-lungo termine.

Dopo questa panoramica generale del settore e del mercato oil&gas, il lettore è in grado di comprendere meglio i modelli più utilizzati nella pratica per la valutazione delle imprese petrolifere.

Utilizzando i metodi diretti, il capitale economico d'azienda, si determina sulla base di multipli calcolati come rapporto tra valori borsistici e grandezze economiche, patrimoniali e finanziarie di un campione di società comparabili.

Numerosi sono i moltiplicatori dedicati all'attività petrolifera; alcuni di questi si basano su grandezze fisiche, altri su grandezze economiche e finanziarie appositamente modificate per tener conto delle specifiche caratteristiche del settore.

I multipli maggiormente utilizzati sono:

- EV/EBITDA, uno dei multipli più utilizzati nell'ambito della valutazione d'azienda in generale;
- EV/EBITDAX, il quale a differenza dell'EV/EBITDA tiene conto anche dei costi di esplorazione, i quali hanno un peso rilevante nei bilanci delle aziende oil&gas;
- EV/BOE/D, il quale permette di stimare il valore dell'Enterprise Value partendo da una grandezza fisica, ovvero i barili equivalenti di petrolio giornalieri estratti;
- EV/2P, che considera il valore delle riserve certe e probabili. Una sua variante è il multiplo EV/3P anche se poco utilizzato in pratica data l'elevata aleatorietà delle riserve possibili;
- P/CF, utilizzato dagli analisti in quanto il cash flow è una grandezza difficilmente manipolabile. Risulta essere però fallace quando il livello di indebitamento dell'impresa non è in linea con quello di mercato;
- EV/DACF, che utilizza un cash flow *adjusted* per ovviare al problema del differente livello di indebitamento delle imprese riportato nel multiplo P/CF.

I metodi diretti tuttavia, non rispettano in maniera soddisfacente i requisiti di razionalità, obiettività e generalità richiesti per considerare un metodo di valutazione affidabile, ragion per cui gli analisti utilizzano tali metodi come strumento sussidiario dei metodi indiretti. Sono comunque molto diffusi data la loro semplicità, l'immediatezza nel processo di analisi e poiché permettono di effettuare una stima del valore della società basata su fattori esterni.

Tra i metodi indiretti, quello più utilizzato in assoluto è il *Discounted cash flow* (DCF). Secondo il DCF il valore di una società ad una certa data è pari al valore dei flussi di cassa che si attende la stessa genererà in futuro, opportunamente scontati in modo tale da riflettere il tempo e i fattori di rischio.

A seconda dei flussi di cassa (*levered* o *unlevered*) che si intende utilizzare, è possibile distinguere due approcci al modello del DCF:

- L'approccio levered o equity side, il quale si basa sull'attualizzazione dei flussi di cassa disponibili per gli azionisti (free cash flow to equity FCFE), scontati ad un tasso che ne riflette il grado di rischio (costo dell'equity Ke). I flussi di cassa sono calcolati al netto del servizio del debito.
- C'approccio unlevered o asset side, si basa sull'attualizzazione dei flussi di cassa disponibili per tutti coloro che apportano risorse finanziarie in azienda (free cash flow on operation FCFO). Si suppone che l'azienda sia finanziata interamente da capitale proprio perciò i flussi di cassa disponibili sono calcolati al lordo degli interessi passivi e scontati al Weighted Average Cost of Capital (WACC). In formula:

$$EV = \sum_{t=1}^{n} \frac{FCFO_t}{(1 + WACC)^t} + \frac{FCFO_{n+1} * (1+g)/(WACC-g)}{(1 + WACC)^n}$$

dove:

n = periodo esplicito;

 $FCFO_t$ = free cash flow on operation periodo esplicito;

WACC = costo medio ponderato del capitale;

 $FCFO_{n+1}$ = flusso di cassa *unlevered* normalizzato;

g =tasso di crescita atteso.

Nella valutazione delle aziende del settore petrolifero l'approccio preferito è quello di tipo *asset side* poiché tralascia la stima del livello di indebitamento.

Nonostante sia molto utilizzato nella pratica, stimare il capitale economico di un'impresa petrolifera attraverso il modello DCF presenta alcuni limiti:

- La stima delle riserve, dei pozzi e dei siti produttivi è soggetta a significativa incertezza, sebbene questa diminuisce sostanzialmente durante gli anni di vita degli asset;
- La stima dei *surface risk*, ovvero della molteplicità di problematiche politiche, logistiche, ambientali, commerciali e burocratiche che possono influenzare i risultati prodotti da un progetto. La soluzione preferibile è incorporare questi rischi nel modello del DCF tramite una modifica dei cash flow. Tuttavia, la maggior parte dei *surface risk* restano imprevedibili, per cui l'unica soluzione è quella di riflettere tale rischi nella determinazione del tasso al quale scontare i flussi di cassa.
- La scelta del *tax rate* da applicare nel tasso di sconto WACC. Le imprese integrate lungo tutte le attività del settore oil&gas operano solitamente a livello internazionale. Questo le conduce a collocare il reddito imponibile in un Paese piuttosto che in un altro, data l'applicazione di diversi regimi fiscali.
- La scelta del valuta nella quale esprimere il valore del capitale economico, dato il
 carattere internazionale delle attività svolte dalle compagnie petrolifere integrate.
 Spesso si decide di lavorare con la valuta utilizzata della capogruppo per la
 redazione del bilancio consolidato.
- Il modello DCF è basato sull'assunzione che il livello di *leverage* è costante per l'intera durata di vita dell'azienda. Si tratta ovviamente di un'assunzione molto forte e poco veritiera che, rende particolarmente difficile il lavoro dell'analista anche nella determinazione del livello di indebitamento target da selezionare.
- Difficoltà nella previsione dei flussi di cassa, soprattutto se il periodo di previsione esplicita si estende per un numero di anni elevato.

Le *International Oil Company* operano solitamente a livello internazionale. Questo le consente di accentrare i propri debiti in Paesi dove ci sono maggiori sgravi fiscali.

Il modello del DCF, soprattutto quando l'impresa considerata è molto indebitata, non riesce a tener pienamente conto di tali risparmi. Per ovviare a questo problema, si ricorre al modello *Adjusted present value* (APV), il quale calcola separatamente il valore attuale dei risparmi fiscali, almeno nel periodo di previsione esplicita.

In particolare, il valore del capitale economico aziendale è calcolato come somma del valore *unlevered* dell'EV (come se l'impresa fosse finanziata interamente da capitale proprio) e del valore attuale dei risparmi fiscali. In formula:

$$V_L = V_U + V_{TS}$$

dove:

V_L = valore *levered* dell'azienda;

V_U = valore *unlevered* dell'azienda;

V_{TS} = beneficio fiscale del debito.

Un modello molto utilizzato per la valutazione delle E&P *company* è il *Net Asset Value* (NAV).

A differenza del DCF, il NAV non si basa sull'assunzione che l'impresa abbia un vita illimitata. Si considera invece, che l'impresa non effettui nessun investimento in attivo fisso e che operi fino a quando le sue riserve siano completamente terminate.

Si assume che non sia pianificata nessuna spesa in CapEx, dunque nessun investimento per la ricerca di nuove riserve. Quindi, il valore dell'intera impresa è dato, per un buon 90%, dal valore delle riserve detenute dall'azienda alla data di valutazione.

La variabile cruciale di questo modello è il *production decline rate*, ovvero il tasso al quale l'impresa consuma le riserve che detiene. Per stimare tale tasso possono essere utilizzati complessi modelli matematici e analisi di regressione oppure più semplicisticamente assumere un tasso sulla base dell'utilizzo delle riserve degli anni precedenti (analisi basata su dati storici) o sulla base dei tassi di declino, opportunamente rettificati, delle imprese comparabili operanti nella stessa regione produttiva (analisi basata su dati esterni).

Una volta individuato il *production decline rate*, bisogna calcolare il volume di petrolio prodotto ogni anno e moltiplicarlo per la stima del prezzo medio di mercato di ogni anno, fino alla data di esaurimento delle riserve, per ottenere il volume dei ricavi annui.

Sottraendo i costi di produzione e di sviluppo dai ricavi e moltiplicando quanto ottenuto per (1- *tax rate*) si ottengono i cash flow al netto delle tasse di ogni anno, fino alla data di esaurimento delle riserve stimata attraverso il *production decline rate*.

A questo punto, bisogna opportunamente scontare i cash flow così ottenuti al tasso standard utilizzato nell'industria oil&gas, pari al 10%, e sommarli per ottenere il valore dell'impresa.

Per valutare invece i grandi gruppi petroliferi, uno dei modelli utilizzati è il SOP *method*. In questo modello il valore del gruppo di imprese è dato dalla somma del valore dei segmenti di business in cui si è deciso di suddividere il gruppo stesso, calcolati separatamente e utilizzando le tecniche più idonee a catturare le caratteristiche di ciascuna di esse.

Quando un gruppo è valutato con il metodo SOP, alcune condizioni devono essere rispettate: (i) la somma dei cash flow attesi di ogni *business unit* deve essere pari al valore dei cash flow dell'intero gruppo; (ii) la media ponderata dei tassi di sconto applicati per

l'attualizzazione dei flussi di cassa di ogni *business unit*, dove i pesi sono rappresentati dal valore di ogni *business unit*, deve essere uguale al tasso di sconto dell'intero gruppo da valutare.

Infine, vi sono diversi limiti cui è soggetta l'applicazione di tale modello:

- Il modello SOP necessità di numerose informazioni relative ad ogni segmento nel quale si divide il gruppo. Tuttavia, in molti casi, non sono disponibili sufficienti dati ed informazioni per valutare ogni segmento di business;
- Un altro problema è rappresentato dalla presenza di sinergie ed economie di scala, le quali sussistono solo se si valuta l'azienda in un'ottica di gruppo. Tuttavia, valutando i segmenti di business separatamente, è necessario apportare delle rettifiche al fine di non considerare tali benefici;
- La centralizzazione degli oneri fiscali e la presenza delle operazioni intra-company creano spesso problemi nel processo valutativo dei gruppi.

I risultati ottenuti dai diversi modelli possono variare sensibilmente in seguito a variazioni dei propri input.

Proprio per questo motivo gli analisti fanno ricorso a due differenti tipi di analisi: l'analisi di sensitività e l'analisi di scenario.

L'analisi di sensitività consente di valutare gli effetti prodotti su un modello (DCF, APV o qualsiasi altro modello) indotti dalle modifiche del valore dei propri input chiave. Al fine di costruire un'analisi di sensitività, l'analista dovrà determinare le variabili in entrata da far variare. Gli input oggetto dell'analisi *what if* possono essere il costo medio del capitale, il tasso di crescita perpetuo dei flussi di cassi, il prezzo del petrolio, l'ammontare di riserve disponibili, il tasso di produzione e così via. Queste variabili possono essere modificate singolarmente oppure in coppia, attraverso la costruzione di una tabella a doppia entrata.

Figura n.4 - Analisi di sensitività attraverso la tabella a doppia entrata (esempio).

					g		
		0%	0,50%	1%	1,50%	2%	2,50%
wacc	6%	1281,9875	1499,8263	1761,2328	2080,7297	2480,1008	2993,5780
	6,50%	1075,8352	1258,4337	1474,2318	1733,1896	2049,6936	2445,3236
	7%	899,2590	1054,3126	1235,2085	1448,9946	1705,5379	2019,0908
	7,27830%	811,5380	953,7991	1118,7195	1312,1812	1542,2951	1820,5672
	8%	612,6449	728,0598	859,9627	1012,1582	1189,7197	1399,5651
	8,50%	494,7756	595,6759	710,0296	840,7195	991,5156	1167,4444

Fonte: elaborazione interna

La scenario analysis si distingue in:

- best-case, worst-case analysis, dove si impostano gli input del modello base che si intende far variare ad un valore, rispettivamente, ottimistico e pessimistico;
- plausible scenarios, dove le variabili sono impostate a dei valori che rispecchiano gli scenari maggiormente plausibili.

In entrambi i casi è possibile attribuire a ciascuno scenario una percentuale, in base alla probabilità che lo stesso si verifichi, e stimare il valore economico d'azienda come media ponderata degli Enterprise Value stimati nei diversi scenari.

L'analisi per scenari, nonostante sia uno strumento molto valido ed utilizzato, presenta alcuni limiti. Prima di tutto può produrre dei risultati ambigui. È difficile determinare infatti quali dovrebbero essere o quali sono realmente gli scenari *best* e *worst*. Un altro problema importante è che molti input del modello sono tra loro correlati. Per esempio, un aumento del prezzo del petrolio probabilmente porterà ad un aumento dell'attività nel settore, creando una maggiore domanda ed un aumento dei costi. La stima della futura correlazione tra i diversi input del modello risulta essere solitamente difficile da considerare nel processo di valutazione.

Oltre ai modelli tradizionali, nella pratica si sta diffondendo, seppur timidamente, un modello basato sulla simulazione Monte Carlo.

In questo caso, il valore complessivo dell'azienda è dato dalla somma del valore dei core asset, stimati attraverso i metodi tradizionali, e il valore dell'*exploration portafolio* (portafoglio dei progetti di esplorazione che l'impresa ha intenzione di portare avanti e sui quali ha già condotto dei sondaggi e delle analisi preliminari), stimato con la simulazione Monte Carlo.

Quest'ultima, utilizzata per la valutazione di asset con un elevato livello di rischiosità, consente di ottenere come risultato non un valore puntuale, ma una distribuzione di probabilità. Questo consente al valutatore di interpretare meglio i risultati ottenuti e giungere ad una stima più precisa del valore aziendale.

Gli aspetti che rappresentano dei limiti nel processo applicativo delle simulazioni Monte Carlo sono il tempo e le notevoli risorse da impiegare nella costruzione di un modello accurato. Inoltre, come per tutti i modelli, i risultati delle simulazioni saranno errati se verranno inseriti input sbagliati. La bontà dei risultati infatti, è direttamente correlata alla qualità delle variabili inserite nella simulazione.

Infine, un ulteriore metodo, utilizzato maggiormente per la valutazione delle E&P *company* di recente costituzione, è quello delle opzioni reali.

La stima del valore del capitale economico di queste imprese non può essere limitata al calcolo dei flussi prodotti dagli asset che essa dispone, ma deve considerare anche il portafoglio di opzioni che possono essere esercitate dal management a seconda delle

condizioni di mercato, il cui valore viene aggiunto a quello degli asset core stimati attraverso i metodi di valutazione tradizionali.

La valutazione attraverso il metodo delle opzioni reali applica lo stesso schema concettuale del modello Black-Scholes, il più famoso modello di *pricing* delle opzioni.

La tabella sottostante riporta le corrispondenze tra i parametri della formula di Black-Scholes e quelli del modello delle opzioni reali nell'oil&gas *industry*.

Tabella n.1 - Corrispondenze tra parametri formula Black-Sholes e opzioni reali nell'oil&gas industry

Opzioni finanziarie	Opzioni reali industria petrolifera	
Valore finanziario dell'opzione	Valore delle riserve non sviluppate	
Prezzo corrente dell'azione	Valore attuale delle riserve sviluppate	
Prezzo di esercizio dell'opzione	Costi di sviluppo delle riserve	
Rendimento da dividendo	Tasso di rendimento netto	
Tasso di interesse risk free	Tasso di interesse risk free	
Volatilità dell'azione	Varianza delle riserve sviluppate	
Vita residua dell'opzione	Vita residua della concessione	

Fonte: elaborazione interna

Con il metodo delle opzioni reali, il valore dell'azienda è espresso dalla seguente equazione:

$$V = I + O$$

dove:

V = valore dell'azienda;

I = valore economico attuale dei flussi prospettici;

O = valore attuale delle opzioni di sviluppo.

Il modello delle opzioni reali è innovativo, in quanto introduce nel processo di valutazione, la stima delle possibilità strategiche di sviluppo di un'azienda e ben si presta ad essere utilizzato come metodo complementare ai metodi di valutazione tradizionali.

Al fine di giungere ad una corretta stima del valore economico aziendale è necessario comprendere le differenze tra le diverse discipline contabili. Il metodo contabile infatti influisce sull'entità dell'utile o dei flussi di cassa della società e di conseguenza sul valore del capitale economico d'azienda.

L'analisi dei principi contabili statunitensi e i principi contabili internazionali riferiti al settore oil&gas può essere complessa perché, sebbene i principi e le strutture concettuali degli US GAAP e degli IFRS sono generalmente simili, gli US GAAP riferiti al settore petrolifero sono molto più dettagliati rispetto ai principi IAS/IFRS.

L'intervento regolamentare di maggior portata è stato senz'altro quello della Securities and Exchange Commission (SEC) che è intervenuta nel settore seguendo un approccio *market friendly*.

Applicando gli US GAAP, le imprese coinvolte nell'esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale hanno la possibilità di scegliere tra due approcci contabili: il metodo del *successful efforts* (SE), disciplinato dal FAS 19 *Financial Accounting and Reporting by Oil and Gas Producing Companies*; e il metodo del *full cost* (FC) disciplinato dal SEC *Regulation S-X Rule 4-10*.

Questi due approcci si differenziano per il trattamento delle spese operative relative all'esplorazione di nuove riserve di petrolio e di gas naturale.

La tabella di seguito riportata illustra brevemente le differenze tra i due approcci:

Tabella n.2 – Differenze tra successful efforts method e full cost method

Categoria	Successful efforts	Full cost	
Acquisizioni	Capitalizzate	Capitalizzate	
Esplorazioni unsuccessful	Imputate a CE	Capitalizzate	
Esplorazioni successful	Capitalizzate	Capitalizzate	
Sviluppo	Capitalizzate	Capitalizzate	
Produzione	Imputate a CE	Imputate a CE	
Centro di costo	Singolo campo o pozzo	Intero Paese o impresa	
Utilizzato da	Imprese medio-grandi	Stutup/Piccole imprese	
Ceiling test	Non richiesto	Richiesto	
Impairement	Poco comune	Frequente	

Fonte: elaborazione interna

In generale, il metodo *successful efforts* consente ad una società di capitalizzare solo le spese associate alle attività esplorative e di sviluppo che hanno condotto alla scoperta di riserve certe. I costi relativi alle attività esplorative che non hanno portato ad alcun riscontro positivo (i cosiddetti *dry hole*), dovranno invece essere spesati tutti a conto economico.

Secondo la logica di questo metodo, poiché l'obiettivo finale di una compagnia petrolifera è quello di produrre petrolio e gas dalle riserve sviluppate, gli unici costi da capitalizzare devono essere quelli relativi alle attività esplorative e di sviluppo che sono state concluse con successo.

Questo approccio è più prudenziale rispetto al metodo del *full cost* e conduce a delle dimensioni dello Stato Patrimoniale più contenute. Viene utilizzato soprattutto dalle imprese integrate di grandi dimensioni.

In contrapposizione al metodo del SE le imprese possono decidere di adottare il metodo del FC.

Il FC method permette di capitalizzare tutti i costi relativi alle attività di esplorazione e

sviluppo, indipendentemente se questi sono riferiti a pozzi di successo o meno.

Secondo i sostenitori di tale metodo, questi costi devono essere capitalizzati a prescindere dal successo delle attività a cui si riferiscono in quanto quest'ultime rappresentano le operazioni *core* per un'impresa petrolifera.

È previsto tuttavia un limite (*cost ceiling*): questi costi possono essere capitalizzati fin quanto il loro ammontare non supera il valore delle riserve certe cui sono riferiti.

Il metodo del FC è solitamente adottato dalle *E&P company* di piccole dimensioni o da imprese che operano da poco sul mercato. Infatti, tale metodo permette di avere un attivo patrimoniale e dei risultati economici maggiormente elevati rispetto al metodo *successful effort*. Inoltre, sempre rispetto a quest'ultimo metodo, il *full cost* consente di avere degli utili maggiormente stabili nel corso degli anni.

In entrambi i modelli contabili, i costi capitalizzati sono ammortizzati seguendo il metodo *Unit of Production*. Per calcolare la quota di ammortamento del periodo (trimestre), si applica un'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel periodo e le riserve certe esistenti a fine periodo incrementate dei volumi estratti nel periodo stesso. Indipendentemente dal modello utilizzato, i costi di produzione, ovvero tutti i costi sostenuti per il funzionamento e la manutenzione dei pozzi, sono imputati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Per quanto riguarda le riserve di idrocarburi, la SEC definisce le riserve certe come: "quelle quantità di greggio, gas naturale, e gas naturale liquido che, tramite analisi geofisiche e dati ingegneristici, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data futura e secondo le condizioni economiche, i metodi operativi e le norme governative esistenti al momento della stima."

Al fine di determinare il loro valore, sempre la SEC impone l'utilizzo di un prezzo medio determinato considerando i prezzi espressi nei 12 mesi precedenti la chiusura dell'esercizio. Il prezzo medio è dato dalla media dei prezzi del primo giorno di ciascun mese (precedentemente si considerava il prezzo dell'ultimo giorno), salvo nel caso in cui i prezzi sono definiti contrattualmente.

Inoltre, la SEC richiede alle imprese petrolifere di fornire una dettagliata informativa relativa alle riserve di idrocarburi. L'informativa deve fare riferimento agli ultimi tre esercizi e deve essere distinta per area geografica e per risorsa (petrolio, gas, petrolio sintetico e gas sintetico).

Deve essere indicate tutta una serie di informazioni sulle riserve certe non sviluppate (PUDs) e delle riserve certe detenute dall'impresa controllante e dalle imprese consolidate.

Un'altra tematica inerente all'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi è la rilevazione degli oneri per lo smantellamento degli impianti e il ripristino ambientale (asset retirement obligations).

Il FAS N.143 richiede alle imprese di rilevare il *fair value* degli *asset retirement obligations* (A.R.O.) dal momento in cui si verifichi un probabile e futuro onere economico connesso ad un'operazione corrente, quindi dal momento in cui gli asset cui saranno riferiti gli A.R.O. sono iscritti in bilancio.

All'atto della rilevazione di questi costi, il loro ammontare deve essere capitalizzato e portato ad incremento del costo dell'attività cui si riferisce; in contropartita viene creato un idoneo fondo rischi nel passivo dello stato patrimoniale.

Questo fondo rischi viene alimentato attraverso degli accantonamenti (chiamati accretion expense) in conto economico.

A differenza della disciplina statunitense, i principi contabili IAS/IFRS sono molto meno dettagliati. L'unico principio esclusivamente dedicato alle attività di esplorazione e valutazione di risorse minerarie è l'IFRS 6, emanato soltanto nel 2006.

Questo principio prevede che le attività di esplorazione e valutazione siano rilevate inizialmente al loro costo. In seguito, si possono applicare due modelli alternativi di *accounting*: il modello del costo, secondo cui l'attività considerata viene iscritta al costo al netto degli ammortamenti accumulati e di eventuali perdite di valore accumulate, oppure il modello della rivalutazione, dove alle attività di esplorazione e valutazione, sulla base della loro natura, vengono applicati i principi di rivalutazione previsti per le attività immateriali (IAS 38) o le attività materiali (IAS 16).

Nel momento in cui l'impresa petrolifera verifica la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale delle riserve cui le attività di esplorazione e valutazione si riferiscono, i costi di tali attività saranno sottoposti ad *impairment test* e verranno riclassificati come costi per attività di sviluppo.

Per quanto riguarda l'informativa relativa alle riserve di idrocarburi, i principi contabili internazionali non prevedono nessun obbligo specifico a riguardo. Tuttavia, data l'importanza di tali informazioni, le imprese solitamente seguono le disposizioni dettate da altri GAAP per colmare tale lacuna.

Infine, il principio IAS 37, il quale si occupa della disciplina relativa alle *decommissioning liabilities*, in maniera sostanzialmente simile alla disciplina FASB, richiede di contabilizzare i costi di smantellamento degli asset e il ripristino ambientale portandoli ad incremento delle attività cui si riferiscono.

In conclusione, il tema della valutazione ha assunto al giorno d'oggi un'importanza centrale, data:

- la frequenza e la complessità delle operazioni di finanza straordinaria;
- la necessità di controllare i rapporti tra quotazioni di mercato e valori estrinseci, specialmente da parte di imprese sottovalutate e quindi a rischio di scalate;

- l'importanza assunta dalla crescita delle imprese per via esterna, che quindi pone la necessità di controllare il rischio di acquisizioni a prezzo eccessivo, o per chi vende, di evitare cessioni a condizioni inadeguate;
- l'opinione ormai diffusa che i valori espressi nel bilancio non siano in grado di esprimere la reale performance aziendale.

Questo ha creato un acceso dibattito sull'uso delle metodologie valutative da applicare e ha portato gli studiosi della materia a sviluppare nuovi e sofisticati modelli.

Tuttavia, nonostante lo sviluppo di metodi sempre più razionali, neutrali ed obiettivi, il processo di valutazione rimane ancora inficiato da un elevato grado di soggettività, insita nelle ipotesi alla base dei modelli selezionati. Pertanto, il valore del capitale economico non deve essere mai considerato come un risultato oggettivo ma come una stima, ovvero il prodotto di un giudizio professionale.