

Dipartimento di Impresa &  
Management

Cattedra di Controllo di  
Gestione Avanzato

**DINAMICHE DI PERFORMANCE NEL SETTORE  
OIL; UNA VERIFICA EMPIRICA**

Relatore:

Prof. Fabrizio Di Lazzaro

Correlatore:

Prof. Fabio Fortuna

Candidato:

Marcelliano Minieri

Matricola 658761

**ANNO ACCADEMICO 2014-2015**

## Sommario

<b>INTRODUZIONE</b> .....	6
<b>EVOLUZIONE STORICA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA E PRINCIPALI METODI CONTRATTUALI DEL SETTORE</b> .....	8
<b>1.1 Lo sviluppo dell'industria petrolifera</b> .....	8
<b>1.1.1 Il monopolio dei Rockefeller</b> .....	8
<b>1.1.2 Le caratteristiche dei principali <i>competitor</i> dell'industria dagli inizi del'900 fino agli anni '50</b> .....	9
<b>1.1.3 La nascita delle NOCs</b> .....	11
<b>1.1.4 La situazione attuale</b> .....	12
<b>1.2 Le riserve petrolifere</b> .....	17
<b>1.3 Classificazione delle imprese che operano nel settore</b> .....	18
<b>1.4 L'ente regolatore del settore: l'Opec e il suo funzionamento</b> .....	20
<b>1.5 Metodi di esplorazione e i diritti minerari</b> .....	21
<b>1.5.1 Tecniche di esplorazione</b> .....	21
<b>1.5.2 Il diritto minerario negli Usa e in Italia</b> .....	22
<b>1.5.3 I principali modi per l'acquisto del diritto di ricerca</b> .....	24
<b>1.6 Le forme contrattuali usati nella fase <i>upstream</i> dell'industria petrolifera</b> .....	25
<b>1.6.1 Le concessioni</b> .....	25
<b>1.6.2 Le <i>joint ventures</i></b> .....	28
<b>1.6.3 I PSC (o PSA) e i SC</b> .....	30
<b>1.6.4 Le clausole più frequenti inserite nei contratti PSC e SC</b> .....	33
<b>1.7 Il finanziamento delle opere nel settore</b> .....	35
<b>1.7.1 EPC</b> .....	37
<b>1.7.2 EPCM</b> .....	39
<b>1.8 I diversi <i>interest</i> che si possono formare nel settore</b> .....	41
<b>1.8.1 Il <i>royalty</i> e il <i>working interest</i></b> .....	41
<b>1.8.2 Il VPP</b> .....	42
<b>1.8.3 Il NPI</b> .....	45
<b>1.9 I principali rischi e le migliori soluzioni</b> .....	47
<b>1.10 Procedure per mitigare, eliminare o ridurre il rischio</b> .....	48
<b>1.11 La 'maledizione' del petrolio</b> .....	49
<b>ANALISI DEL MODELLO DI BUSINESS E DEI PRINCIPI CONTABILI SPECIFICI DELL'IMPRESA</b> .....	53

2.1 Le differenze strategiche tra le NOCs e le IOCs.....	53
2.1.1 Le IOCs .....	53
2.1.2 Le NOCs.....	55
2.1.3 Le NOCs cinesi .....	57
2.1.4 Le criticità delle NOCs.....	58
2.1.4 I rapporti tra le NOCs e le IOCs.....	59
2.1.5 Le imprese indipendenti della fase <i>upstream</i> .....	61
2.1.6 Le imprese indipendenti della fase <i>downstream</i> .....	62
2.2 Le principali variabili alla base della competizione delle imprese nel settore .....	67
2.3 La struttura dei costi e degli investimenti.....	69
2.4 Panoramica contabile del settore .....	71
2.4.1 Confronto generico <i>Successful effort</i> e <i>Full cost</i> .....	74
2.4.2 <i>Successful effort</i> .....	78
2.4.3 Il <i>Successful effort method</i> in relazione ai principi FAS .....	79
2.4.4 Il <i>full cost method</i> in relazione agli US GAAP .....	82
2.4.5 I principi contabili internazionali sull'entità di <i>oil&amp;gas</i> .....	83
2.4.5.1 Gli IFRS sui costi di esplorazione e valutazione .....	84
2.4.5.2 Gli IFRS sulle attività pre-esplorative e sulle svalutazioni.....	85
2.4.5.3 Gli IFRS sulle attività di sviluppo e di produzione .....	87
2.4.5.4 Attuazione degli IFRS e obblighi informativi .....	88
2.5 Diffusione dei due sistemi contabili e differenze.....	89
<b>I PRINCIPALI INDICATORI DI BILANCIO E DI <i>PERFORMANCE</i></b>	
<b>DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA .....</b>	
3.1 L'uso degli indicatori .....	92
3.1.1 Una panoramica generale .....	92
3.1.2 Le diverse tipologie di indicatori.....	93
3.2 L'analisi di bilancio.....	94
3.2.1 Svantaggi dell'analisi di bilancio .....	94
3.2.2 La riclassificazione di tipo finanziario.....	95
3.2.3 L'analisi di composizione, di solidità e di elasticità.....	100
3.3 La riclassificazione economica .....	103
3.4 Il <i>Return on equity</i> , la sua funzione e cosa misura .....	105
3.4.1 Le possibili scomposizioni del ROE .....	106
3.4.2 Il ROE secondo lo schema DuPont .....	109
3.4.3 Il ROE e il meccanismo di <i>leverage</i> .....	114
3.5 Il <i>Return on capital employed</i> .....	116

3.5.1 Una variante del ROCE: il ROACE.....	117
3.6 Alcuni KPI specifici del settore.....	121
3.6.1 KPI in generale.....	121
3.6.2 <i>Lifting cost e commercial success ratio</i> .....	122
3.6.3 <i>Reserves replacement ratio e life index</i> .....	123
3.6.4 I KPI di performance sociale.....	124
3.6.4.1 Gli <i>spill oil</i> operativi.....	124
3.6.3.2 Le emissioni di <i>gas flaring</i> e l'indice di frequenza infortuni.....	126
<b>LA COMMODITY DEL GREGGIO E LA SUA RELAZIONE CON LE PERFORMANCES DELL'IMPRESA.....</b>	<b>128</b>
4.1 I fattori che influenzano la <i>commodity</i> del greggio.....	128
4.1.1 Una panoramica generale.....	128
4.1.2 I principali strumenti dei trader.....	129
4.1.3 Le funzioni del mercato dei <i>futures</i> e gli aspetti negativi.....	131
4.1.4 Analisi della serie storica del WTI.....	132
4.2 L'estrazione di greggio di tipo <i>shale</i> .....	137
4.3 Le conseguenze dello <i>shale oil</i> nel settore.....	138
4.4 Le difficoltà economiche che affronteranno le <i>shale firm</i> .....	143
4.5 Gli effetti dello <i>shale oil</i> sul segmento downstream americano.....	149
4.6 Il caso della Goodrich Petroleum.....	152
4.7 Il concetto di correlazione statistica.....	154
4.8 La verifica empirica.....	156
4.8.1 Cosa dice la letteratura al riguardo.....	156
4.8.2 Lo studio empirico effettuato.....	158
4.9 Conclusioni.....	167
<b>Bibliografia.....</b>	<b>169</b>
<b>Sitografia.....</b>	<b>171</b>



## INTRODUZIONE

Il petrolio rappresenta la principale risorsa energetica al mondo: la maggior parte delle attività che svolgiamo quotidianamente fa uso direttamente o indirettamente di energia derivante da quest'ultima.

Ne consegue che il settore sia strategico per la maggior parte degli Stati sovrani, soprattutto se si pensa che le riserve di questa fonte non sono uniformemente distribuite nel mondo ma concentrate in alcuni Paesi: il solo Medio Oriente ne possiede il 51%.

Le motivazioni che mi ha spinto allo studio dell'argomento sono la forte strategicità del settore nelle politiche mondiali e la forte discesa del prezzo del petrolio che non ha mai accennato a fermarsi da luglio 2014. In quel periodo il Brent quotava \$108.38 mentre attualmente gira intorno ai \$30. Il valore minimo è stato raggiunto il 18/1/2016 con un prezzo pari a \$27.67.

Una discesa che ha numerose spiegazioni, tutte trattate nel lavoro che si sta presentando, dalle dinamiche macroeconomiche allo *shale oil*, passando per l'OPEC e la speculazione.

Gli effetti di questo avvenimento non influenzano solamente le imprese del settore e quindi le loro *performances*, ma anche le economie di tutto il mondo, le loro istituzioni finanziarie e i governi.

In questo momento c'è così tanto petrolio sui mercati che molte raffinerie hanno i magazzini pieni e le scorte in eccesso continuano ad aumentare.

Ma come variano le *performances* contabili delle imprese attive nell'E&P al variare del prezzo della *commodity*?

L'obiettivo che mi sono posto nello svolgimento di questo lavoro è quello di dare una risposta a questa domanda, utilizzando i dati degli ultimi 10 anni di un portafoglio di imprese petrolifere nordamericane. Con rammarico non mi è stato possibile usufruire dei dati del 2015 poiché i bilanci necessitano tempo prima di essere pubblicati e quindi gli ultimi dati dell'evidenza empirica risalgono al 2014. La relazione con la *commodity* viene calcolata attraverso la correlazione. Nell'evidenza empirica verrà spiegato come alcune

imprese riescono ad avere una correlazione solo positivamente moderata o addirittura negativa rispetto all'andamento della *commodity*.

Nel dettaglio, il presente elaborato è così strutturato:

- Nel corso del primo capitolo viene affrontato il settore in generale, l'analisi dei principali attori del settore, le interessenze che si creano negli accordi e i particolari metodi di finanziamento caratteristici del settore. Nello stesso capitolo vengono trattate anche le particolari clausole che ricorrono in questi tipi di accordo nonché i principali rischi che vengono sostenuti.
- Nel secondo capitolo viene posta maggiore attenzione al modello di *business* del settore e ai principi contabili che disciplinano il settore, in particolare viene effettuato un raffronto tra i due diversi metodi di contabilizzazione che sono usati nel settore (*successful effort vs full cost*) e i differenti modi con i quali sono trattati dagli US GAAP e dagli IAS/IFRS.
- Nel terzo capitolo vengono presentati i principali indici di bilancio in generale, quelli specifici del settore e quelli che verranno studiati nel corso dell'evidenza empirica.
- Nel quarto e ultimo capitolo viene effettuata una valutazione empirica circa la correlazione tra le *performances* contabili e azionarie rispetto all'andamento della *commodity* di un campione di otto imprese americane attive nello *shale oil*. I principali indicatori contabili presi in considerazione sono: l'utile, il ROE e il ROACE. Dopodiché vengono eliminati dagli indicatori tutti gli "utili" e le "perdite" ottenuti dai derivati sottoscritti come *hedging* e viene ricalcolata la correlazione. In questo modo si potrà notare l'effetto di questi strumenti finanziari e dei differenti metodi di contabilizzazione (*successful effort* e *full cost*) in relazione alla *commodity*.

# CAPITOLO I

## EVOLUZIONE STORICA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA E PRINCIPALI METODI CONTRATTUALI DEL SETTORE

### 1.1 Lo sviluppo dell'industria petrolifera

#### 1.1.1 Il monopolio dei Rockefeller

L'industria petrolifera, nata nella seconda metà dell'800, all'inizio era possibile definirla quasi "un'industria statunitense" dato che la maggior parte della domanda (ma anche dell'offerta) proveniva da lì.

Il petrolio è noto fin dall'antichità ma l'industria petrolifera nasce negli Stati Uniti con lo scavo del primo pozzo in profondità a Titusville, in Pennsylvania, nel 1859. Intuita ben presto l'enorme potenzialità del petrolio, in meno di due anni vengono realizzati oltre 340 pozzi. Per il gran numero di imprese presenti, l'offerta di petrolio del mercato nei primi anni era molto dispersiva e il suo prezzo era molto instabile per l'assenza di coordinamento tra i produttori.

Nel 1870 nasce la prima compagnia petrolifera, la Standard Oil of New Jersey del giovane John Davison Rockefeller che diventerà anni dopo la più grande compagnia petrolifera a livello mondiale.

Rockefeller riuscì ad acquisire una posizione monopolista nel corso degli anni. Egli si interessò soprattutto della fase industriale della raffinazione ottenendone il controllo con economie di scala che gli consentirono una consistente riduzione dei costi di raffinazione e di trasporto. La Standard Oil divenne ben presto un autentico impero arrivando a controllare fino al 90% del mercato petrolifero degli Stati Uniti ma, con l'introduzione delle leggi antitrust (*Sherman Act*), il trust della S.O. nel 1911 venne smembrato in 34 diverse società, alcune delle quali continuarono a svolgere un'influente ruolo all'interno del settore.



Successivamente, fino agli anni '70, l'industria petrolifera, a seguito anche dell'internazionalizzazione del settore, fu caratterizzata dalla presenza di società che erano significativamente influenti, tanto da meritarsi da parte di Enrico Mattei il neologismo di sette sorelle (o *supermajors*).

### **1.1.2 Le caratteristiche dei principali *competitor* dell'industria dagli inizi del'900 fino agli anni '50**

Quando si parla delle sette sorelle si fa riferimento alle seguenti imprese:

- Exxon: prima Standard Oil Company of New Jersey (1899), derivata dalla Standard Oil Trust costituita nel 1882 da John Davidson Rockefeller;
- Royal Dutch-Shell: nata nel 1907 dalla fusione dell'olandese Royal Dutch Petroleum Company con l'inglese Shell Transport and Trading Company, divenute holding finanziarie rispettivamente con il 60 e 40% del capitale;
- British Petroleum Company (BP): interamente inglese, prima Anglo-Persian Oil Company, costituita nel 1909, il nome è dovuto alla concessione relativa all'intero Paese ottenuta dallo Shah di Persia nel 1901;
- Gulf Oil Corporation: costituita nel 1907, acquisita nel 1984 dalla Chevron;
- Chevron, prima Standard Oil Company of California (SOCAL): sorta nel 1911 dallo smembramento della Standard Oil Trust;
- Mobil Oil: sorta nel 1911 dallo smembramento della Standard e assorbita dalla Exxon nel dicembre 1999;
- The Texas Corporation (Texaco): americana, fondata agli inizi del 20° secolo e assorbita nel 2001 dalla Chevron.

Caratteristiche comuni di queste imprese erano: a) lunga tradizione ed esperienza professionale; b) grande dimensione (assoluta e relativa); c) alto grado di diversificazione geografica e produttiva; d) elevato e bilanciato grado di integrazione verticale e orizzontale; e) carattere prettamente privatistico della loro gestione, cui non faceva eccezione la BP nonostante il suo capitale fosse in gran parte di proprietà pubblica a quell'epoca.

La seconda categoria di imprese all'epoca presenti sul mercato era costituita da quelle che sono solite definirsi come indipendenti, perché estranee al club delle *supermajors*. La loro proliferazione si ebbe soprattutto negli USA ed erano considerate molto

importanti in patria poiché permettevano al Paese di ridurre la dipendenza energetica da fonti esterne. Dal punto di vista politico negli USA l'influenza di queste società era più rilevante rispetto alle *supermajors*, ciò dovuto al loro attivismo politico (contribuivano in misura rilevante alle campagne elettorali), all'attività di *lobbying* (esercitata tramite la Ipa, Independent Petroleum Association of America) e all'occupazione che davano alla gente del posto. Le caratteristiche comuni di queste imprese erano: a) una dimensione relativamente molto più ridotta delle *supermajors*; b) strategie di entrata e competitive tipiche dei *newcomers*; c) un assetto organizzativo parzialmente integrato e in genere sbilanciato nelle fasi *downstream*; d) una diversificazione geografica e produttiva più contenuta rispetto alle *supermajors* e una vocazione d'insieme spesso tipicamente nazionale. In questa categoria possono farsi rientrare, e solo in parte sono ancora operanti, la Phillips Petroleum, Occidental, Atlantic Richfield (ora Arco), Amoco (queste ultime due ora in pancia alla British Petroleum), Amerada Hess (ora Hess Corporation), Continental Oil Co (ovvero la Conoco, poi fusasi con Phillips Petroleum Company), Marathon, Union Oil, e alcune imprese europee, come la Petrofina (acquisita nel 1999 dalla Total), o asiatiche, come la Japanese Arabian Oil Company.

Un'ultima categoria è rappresentata da quelle imprese che erano pubbliche. Il motivo principale per cui venivano costituite dallo stesso Stato era dovuto alla strategicità del settore in quanto si presumeva che i privati non fossero in grado di poter garantire spontaneamente gli interessi nazionali. Nacquero soprattutto in Stati consumatori al fine di poter garantire:

1. la disponibilità di risorse petrolifere;
2. una contrapposizione all'influenza delle *supermajors*;
3. sviluppo di *know-how* in un settore a così alto livello di strategicità.

Questa fu la missione assegnata a imprese come l'Eni, costituita in Italia nel 1953; l'Elf-Erap, costituita in Francia nel 1964; l'Hispanoil, in Spagna, nel 1965; la Petrobras, in Brasile, nel 1953 (anche se lo sviluppo di quest'ultima è stato molto diverso da quello pianificato inizialmente in quanto ha potuto contare sul monopolio delle risorse petrolifere nazionali scoperte successivamente).

La strategia competitiva di queste imprese era volta a conquistare quote di mercato in ambito nazionale a scapito delle *supermajors*. Con il passare del tempo l'attività

strategica di queste imprese divenne pressoché uniforme rispetto alle altre. Infatti, nel corso del tempo, la loro strategia competitiva si è avvicinata a quella delle imprese indipendenti, avviando un processo di diversificazione produttiva che aveva come scopo non solo quello di entrare in nuovi mercati ma anche quello di sfruttare economie di scala e di varietà attraverso la penetrazione del settore petrolchimico e lo sfruttamento di reti interne di distribuzione.

Ma sarà intorno agli anni '70 che le sette sorelle verranno soppiantate in termini di influenza e potere di mercato.

### **1.1.3 La nascita delle NOCs**

Intorno agli anni '50 nei paesi produttori-esportatori di petrolio nascono le NOCs (*National Oil Companies*), società caratterizzate da una totale partecipazione pubblica.

Era attraverso queste imprese che i Paesi produttori riuscivano a detenere il controllo delle risorse petrolifere nazionali.

Inizialmente le NOCs si limitavano a gestire gli interessi petroliferi nazionali lasciando l'attività operativa alle *major*. Difatti le loro attività erano limitate e avevano un ruolo di secondo piano nell'industria petrolifera, sia in ambito nazionale che internazionale.

La prima NOC è la National Iranian Oil Company (NIOC), nata nel 1951 in Iran, cui fa seguito nel 1960 in Venezuela la Corporación Venezolana del Petróleo (oggi PDVSA); nel 1962, nel Kuwait, la Kuwait Petroleum Company e nel 1964, in Arabia Saudita, la Petromina (poi confluita nell'attuale Aramco).

Fu tra la fine degli anni Sessanta e l'inizio degli anni Settanta che le NOCs iniziarono ad avere un maggiore impatto sul mercato. In questi anni si verificò una crescente presa di coscienza da parte dei paesi produttori di petrolio del potere economico e politico loro conferito dal fatto di possedere riserve petrolifere.

Infatti fu proprio nel 1960 che nacque l'Opec, l'organizzazione dei Paesi esportatori. All'inizio l'Opec risultava un ente semi-sconosciuto che non aveva influenza sul mercato ma, in seguito alle rinegoziazioni delle concessioni petrolifere da parte della Libia nel

1970 e dell'Iran nel 1971, e alla guerra arabo-israeliana del 1973, i rapporti di forza all'interno del mercato cambiarono.

Lo dimostra l'aumento dei prezzi del petrolio attuato dall'OPEC nel 1973-1974.

In questo stesso periodo anche le NOCs conoscono una crescente importanza a discapito delle *supermajors*.

Difatti, dopo il 1970, le posizioni di dominio nell'industria cambiarono sensibilmente: le sette sorelle avevano perso il ruolo di "regine" del mercato. Questo calo di potere fu dovuto, *in primis*, alla nazionalizzazione di una larga parte delle loro attività petrolifere e, *in secundis*, all'espansione dei concorrenti.

Da ciò ne derivò una perdita di potere economico e politico delle vecchie sette sorelle.

In questo periodo le imprese di Stato dei Paesi esportatori divengono le nuove *supermajors* dell'industria petrolifera e gli stessi Paesi esportatori riescono ad ottenere maggiori entrate dalle proprie risorse petrolifere.

La considerazione nei confronti delle NOCs è progressivamente aumentata nel corso degli anni, ora le loro attività si sono ampliate e alcune di esse non si occupano solamente dell'attività petrolifera ma operano anche in settori contigui.

La loro strategia si è focalizzata sulla diversificazione operativa attuata non solo all'interno della stessa filiera ma anche in settori correlati, sviluppando una rete di distribuzione interna di idrocarburi a sostegno dello sviluppo economico.

È stato attraverso la nazionalizzazione delle risorse, le loro strategie e alle politiche di internazionalizzazione che le NOCs sono riuscite a conquistare nelle decadi successive posizioni rilevanti all'interno del mercato e ad incrementare il proprio *know-how*, diventando anche più autonome sul piano operativo.

#### **1.1.4 La situazione attuale**

Nel 2004 le vecchie sette sorelle erano diventate quattro: ExxonMobil, Royal Dutch/Shell Group, BP e Chevron-Texaco. A queste si erano aggiunte la Total (che si era fusa con Elf Aquitaine e PetroFina) e la ConocoPhillips, arrivando così a creare un gruppo *leader* costituito da sei *supermajors*. Tuttavia il cambiamento più importante è stato

l'ampliamento della varietà internazionale delle principali imprese. Come si può notare nella classifica delle principali trenta imprese del settore petrolifero, stilata nel 2013 da PIW (Petroleum Intelligence Weekly) qui riportata, la maggior parte sono soprattutto imprese di Stato localizzate nei principali paesi produttori di petrolio (Pemex in Messico, Statoil in Norvegia, PDVSA in Venezuela, Gazprom in Russia) o nei maggiori paesi consumatori (ad esempio China Petroleum).

Company	Rank	Country
Saudi Aramco	1	Saudi Arabia
NIOC	2	Iran
CNPC	3	China
ExxonMobil	4	US
PDVSA	5	Venezuela
Shell	6	Netherlands
BP	7	UK
Gazprom	8	Russia
Rosneft	8	Russia
Chevron	10	US
Total	11	France
Petrobras	12	Brazil
KPC	13	Kuwait
PEMEX	13	Mexico
Sonatrach	15	Algeria
Lukoil	16	Russia
Adnoc	17	UAE
QP	18	Qatar
Sinopec	19	China
PETRONAS	20	Malaysia
INOC	21	Iraq
Eni	22	Italy
NNPC	23	Nigeria
EGPC	24	Egypt
Surgutneftegas	25	Russia
Statoil	26	Norway
Pertamina	27	Indonesia
ConocoPhilips	28	US
ONGC	28	India
Libya NOC	30	Libya

Non a caso la giornalista Carola Hoyo, in un suo articolo sul Financial Times, già nel 2007 affermava che le imprese più influenti del settore non erano più le vecchie sette sorelle di un tempo e che le imprese più influenti del settore erano per lo più le NOCs di Paesi che non rientravano nell'OCSE e che detenevano le più rilevanti quantità di greggio.

Esse sono:

1. Saudi Aramco, Arabia Saudita
2. JSC Gazprom, Russia
3. China National Petroleum Corporation, Cina
4. National Iranian Oil Company, Iran
5. PDVSA, Venezuela
6. Petrobras, Brasile
7. Petronas, Malesia

Per meglio rendere l'idea dell'influenza di queste imprese sul mercato ho raccolto alcuni dati e confrontati con il totale della produzione mondiale.

Le imprese scelte per questo confronto, però, sono solo in parte le nuove sette sorelle descritte dal Financial Times.

Il motivo di tale mia scelta è dovuto al fatto che la classificazione del Financial Times è del 2007 e, nel frattempo, alcuni *player* dell'industria petrolifera hanno affrontato dei cambiamenti.

Innanzitutto ho sostituito Gazprom con Rosneft in quanto Gazprom è più che altro un colosso del gas. Infatti al 2013 le riserve petrolifere e la produzione petrolifera della Rosneft erano pari circa al doppio di quelle di Gazprom (fonte: Petroleum Intelligence Weekly).

È indubbio che Gazprom sia il primo *player* mondiale nel gas tuttavia, essendo il mio studio concentrato alle imprese prettamente petrolifere, ho reputato opportuno sostituirla con la Rosneft.

Altra società esclusa dal raffronto è la brasiliana Petrobras che negli ultimi anni è in crisi. Già nell'ottobre 2013 la rivista Forbes stimava al 32% la possibilità di fallimento del colosso, che già all'epoca aveva un indebitamento pari a 2,5 l'EBITDA. Inoltre, poco tempo fa, c'è stato un grave scandalo che ha coinvolto la Petrobras e che ha avuto non poche ripercussioni<sup>1</sup>.

Nella lista è stata sostituita dalla KPC (Kuwait Petroleum Company).

Infine la Petronas è stata sostituita con la Adnoc (EAU). Questo cambiamento è dovuto all'enorme quantità di riserve petrolifere detenute dalla Adnoc che la pone sesta a livello mondiale.

La tabella e i diagrammi di seguito mostrano come queste società detengano la maggior parte delle riserve petrolifere al mondo.

(Dati Novembre 2013, fonte: Petroleum Intelligence Weekly)

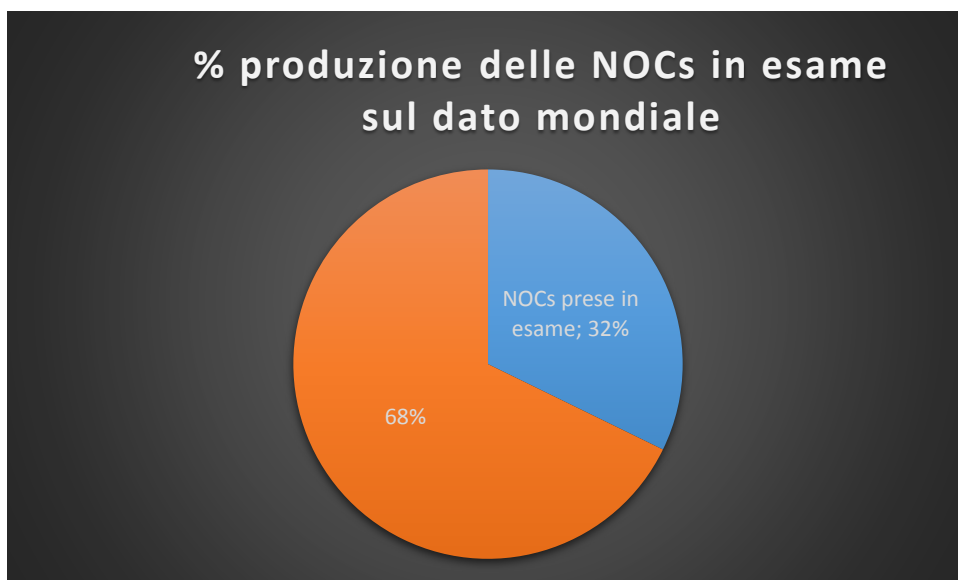
Compagnia	Quota Stato (%)	Produzione Petrolio (Mbbbl/d) <sup>2</sup>	Riserve Petrolio (Mbbbl)
Saudi Aramco	100	9,988	260,2
National Iranian Oil	100	3,680	157,00
CNPC	100	3,05	24,003
Kuwait Petroleum	100	3,145	101,567
PDVSA	100	2,905	297,735
Adnoc	100	2,002	55,130

<sup>1</sup>Nel maggio 2008 la compagnia valeva 737 miliardi di real brasiliani, l'equivalente di 200 miliardi di euro al cambio dell'epoca, da allora c'è stata una inesorabile discesa causa investimenti sbagliati e scellerate politiche governative sull'energia. A fine 2014, il valore dell'impresa ammontava ad appena 115 miliardi di real brasiliani, pari a 35 miliardi d'euro dell'epoca. Gli scandali sono stati resi noti dalla magistratura brasiliana nel Novembre 2014 da allora, il titolo quotato al NYSE, che valeva \$11,26 ad azione, è sceso fino a circa \$7,50.

<sup>2</sup>Bbl: unità di misura del volume, sta ad indicare il barile di petrolio che misura 159 litri (35 galloni imperiali, 42 galloni statunitensi). Mbbbl esprime il numero di barili in migliaia. Nell'industria petrolifera il dato della produzione viene generalmente diviso per i giorni (come in questo caso) per avere una stima sulla produzione giornaliera.

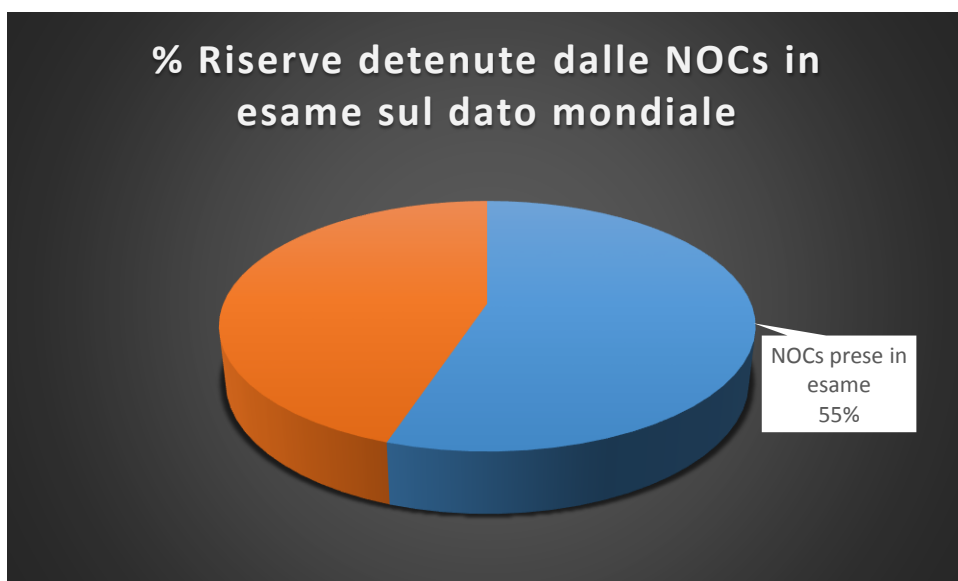
Rosneft	75.16 <sup>3</sup>	2,439	18,328
Totale compagnie		28,149	1008,833
Totale Mondiale		87,342	1658,506

*“The oil giants are trying to do business as usual as if nothing was wrong. Yet they are, in fact, having trouble laying their hands on their own basic product. Stateowned national or state-controlled oil companies are sitting on as much as 90% of the world’s oil and gas and are restricting outsiders’ access to it. Worse, the best NOCs are beginning to expand beyond their own frontiers and to compete with the oil majors for control over the remaining 10% of resources. The first step in overcoming this predicament is admitting that it is a problem.” Paolo Scaroni*



<sup>3</sup> Oggi le quote detenute ufficialmente dallo Stato sono pari al 69.5% tuttavia, oltre alla detenzione da parte di BP Russian Investments Limited del 19.75% del capitale sociale della Rosneft, non sono rese note le ulteriori partecipazioni ed è possibile che il governo russo riesca ad avere ulteriori partecipazioni attraverso terze parti non dichiarate.





## 1.2 Le riserve petrolifere

Quando si parla di disponibilità di petrolio occorre aver chiaro il concetto di riserva, che non coincide con le risorse effettivamente disponibili in natura. Infatti per riserva si intende la quota delle risorse presenti in natura che risulta economicamente vantaggiosa sfruttare ai prezzi attuali del petrolio.

Le riserve non sono una variabile statica e determinabile, bensì una variabile dinamica e incerta: possono aumentare a fronte di nuove scoperte e costituiscono solo una parte delle risorse tecnicamente recuperabili nel sottosuolo.

L'aumento dei prezzi o lo sviluppo di nuove tecnologie di estrazione a minor costo possono rendere vantaggioso estrarre petrolio dai giacimenti considerati in passato poco economici, convertendo così le risorse in riserve.

Data questa incertezza, le riserve sono espresse in forme probabilistiche classificate per livelli di confidenza.

Classificare le riserve è un processo fondamentale nella revisione di un bilancio perché le imprese che sono particolarmente attive nelle fasi *upstream* cercano annualmente di rimpiazzare almeno il 100% delle riserve provate.

Oltretutto, in un bilancio di impresa petrolifera, le riserve sono un elemento del bilancio (sono un *asset*, non un *income*) che non può essere valutato in maniera “convenzionale”, nel senso che dovrebbero esprimere il “magazzino” di un’impresa petrolifera tuttavia, mentre in un magazzino di impresa produttrice di beni industriali è facilmente determinabile il numero di prodotti esistenti e generalmente anche il valore di quest’ultimi, invece le riserve provate non sono altro che una stima poiché la loro grandezza, il loro stato e il loro contenuto potenziale è stimato attraverso la combinazione di una varietà scientifica di dati.

Le riserve, secondo la definizione sviluppata dalla SPE (Society Petroleum Engineers) e dal WPC (World Petroleum Council), sono classificate in tre categorie in base ai livelli di probabilità associati:

P1, riserve provate: rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza (probabilità > 90%, P90) essere commercialmente prodotte alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti nel momento considerato.

P2, riserve probabili: rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (probabilità >50%) in base alle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti nel momento considerato.

P3, riserve possibili: sono quantità di idrocarburi che si stimano di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto (<10%) rispetto a quelle probabili, ovvero presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

### **1.3 Classificazione delle imprese che operano nel settore**

Il Medio Oriente è da molti anni la regione con il più alto livello di *export* di barili di greggio tuttavia, non appena la produzione irachena raggiungerà il suo potenziale e l’embargo ai danni dell’Iran terminerà completamente, questa posizione dominante della regione nell’industria petrolifera è destinata a rafforzarsi ulteriormente.

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

*International Oil Company (IOC)*: ovvero le *supermajors* di un tempo, compagnie private, in genere *public company*, che operano a livello internazionale, più attente all'innovazione e alle politiche di R&S e sempre all'avanguardia nello sviluppo di nuove tecnologie. Hanno elevati livelli di produzione ma le quantità di riserve non sono paragonabili alle società petrolifere di Stato.

Per *international oil company* intendiamo le più grandi imprese che competono globalmente in questo settore e che spesso operano in *partnership* con le NOCs quando operano in Paesi dove le risorse sono nazionalizzate.

*Integrated oil company (IOC)*: compagnie più piccole rispetto alle *international oil company* che competono nelle fasi *upstream, midstream, downstream* e il più delle volte anche nel settore petrolchimico. In questa categoria comprendiamo società quali Eni, Marathon Oil ecc...

*International oil company* e *integrated oil company* hanno la stessa sigla tuttavia, nel presente lavoro, quando si parlerà di IOC si farà esclusivamente riferimento alle *international oil company*.

*National oil company (NOC)*: sono compagnie controllate dai governi, detengono la maggior parte delle riserve mondiali ed hanno accesso esclusivo alle risorse del proprio Paese. Negli ultimi anni si sono parzialmente modificati i loro assetti proprietari, ciò dovuto all'entrata di investitori privati nei loro capitali sociali.

Non tutte le NOCs hanno una buona reputazione sul mercato.

Ad esempio il Venezuela nazionalizzò la sua industria nel 1970 creando la PDVSA.

La PDVSA sviluppò una buona reputazione grazie alla professionalità e alle competenze delle proprie risorse umane che erano svincolate dalla corruzione e dal clientelismo che affliggono tuttora la maggior parte delle NOCs.

Ma nel 1999, con l'elezione del presidente Chavez, si avviò una modifica dell'amministrazione e della gestione della società. Oggi la PDVSA è indistinguibile dal governo, tant'è che il suo attuale CEO non è altro che il Ministro dell'energia venezuelano Eulogio Del Pino. La compagnia non è altro che una promanazione del governo costretta a spendere un decimo del budget economico in programmi sociali e, da circa un paio di anni, causa cattiva gestione, ha dovuto anche importare petrolio.

La maggior parte delle NOCs africane e medioorientali operano come Tesoro per il proprio Paese e altre ancora, come ad esempio in India e in Russia, sono costrette a vendere i propri prodotti a prezzi sussidiari entro i confini.

In altri casi ci sono problemi da sottoinvestimento. Ciò avviene in Paesi come Iran ed Indonesia. In alcuni casi i sottoinvestimenti sono dovuti a posizioni monopolistiche garantite da leggi che permettono alle stesse NOCs di non avere alcuna pressione da un'eventuale entrata di concorrenti nel mercato nazionale. Un esempio lo possiamo trovare in Russia dove Gazprom ha il controllo della rete dei gasdotti e rende difficoltoso per le altre società che operano nello stesso settore espandere la loro produzione, causa la mancanza di investimenti della Gazprom sulla rete di gasdotti.

Alcuni governi, inoltre, utilizzano queste società per esercitare la loro influenza politica nei confronti dei Paesi importatori.

Tuttavia vi sono anche NOCs che svolgono l'attività in maniera efficiente e profittevole.

La Statoil (Norvegia) è considerata la più efficiente tra le NOCs, ma anche la NOC della Malesia (Petronas) è una buona impresa che ha saputo diversificare la propria attività: è tra i leader mondiali nella produzione di lubrificanti ed è anche uno dei maggiori fornitori nella F1, oltre che sponsor.

*Independent oil company*: compagnie di piccole dimensioni, rispetto alle precedenti, generalmente non integrate e focalizzate esclusivamente su processi *upstream* o *downstream*. Sono molto diffuse negli USA e per le attività *upstream* sono molto attive in luoghi e processi ad alto rischio dove l'innovazione riveste un ruolo importante. Invece, per quanto riguarda le attività *downstream* (raffinazione e marketing), la maggior parte delle imprese indipendenti si trovano nei Paesi a più alto consumo di energia.

#### **1.4 L'ente regolatore del settore: l'Opec e il suo funzionamento**

L'Opec è stata creata come organizzazione intergovernativa permanente, fondata a Baghdad (Iraq) nel Settembre del 1960 da cinque Stati: Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita e Venezuela.

Essa era nata affinché le cinque Nazioni potessero difendere i propri diritti sovrani e contrastare il dominio sul mercato petrolifero che detenevano le sette sorelle.

Oggi l'Organizzazione conta dodici membri e, oltre ai membri fondatori ci sono: Qatar (1961), Indonesia (1962), Libia (1962), EAU (1967), Algeria (1969), Nigeria (1971), e Angola (2007) e le scelte dell'organizzazione sono fatte in base al principio di unanimità e di voto capitaro.

Ci sono state speculazioni sulla possibile entrata del Sudan, ma fino ad ora rimangono tali.

Il principale obiettivo dell'organizzazione è il coordinamento e l'unificazione delle politiche petrolifere dei Paesi membri affinché vi sia stabilità ed equilibrio nel mercato petrolifero e nella relativa industria, salvaguardando gli interessi collettivi e individuali dei Paesi membri.

Infatti nell'art.2 punto C dello statuto è stabilito che l'organizzazione deve garantire una regolare entrata ai paesi membri e soprattutto un equo ritorno del capitale investito.

Quindi la limitazione della produzione è solo una delle possibili risposte che l'organizzazione può dare agli sviluppi del mercato.

Infatti se la domanda aumentasse e la produzione degli altri Paesi diminuisse, l'OPEC potrebbe decidere di aumentare contestualmente la produzione per prevenire un aumento dei prezzi.

Secondo una recente stima i paesi dell'Opec hanno una produzione pari al 32.6% del greggio mondiale, ma la detenzione di riserve ammonta circa all'81%.

Nonostante la produzione dei Paesi membri non superi nemmeno il 50%, l'influenza che può avere l'organizzazione all'interno del mercato è molto elevata.

## **1.5 Metodi di esplorazione e i diritti minerari**

### **1.5.1 Tecniche di esplorazione**

Scoprire pozzi petroliferi richiede il lavoro di esperti che attraverso tecniche geofisiche e geologiche identificano le aree che potrebbero contenere riserve petrolifere.

Le prime si basano su studi sul sottosuolo per individuare la presenza di determinate caratteristiche fisiche che sono generalmente indicative della presenza di greggio.

Es: fotografie aeree, immagini satellitari, immagini dal radar.

Le seconde si basano sull'identificazione e lo studio di rocce e minerali in una determinata zona per capire l'ambiente nel quale si sono formate.

Es: studi gravitazionali, valutazione magnetica ed elettromagnetica e studi sismici.

Attraverso questi studi si cerca di determinare il potenziale esplorativo dell'area e se possano essere rispettati i presupposti di tipo commerciale che garantiscano, in caso di scoperta, un ritorno economico sugli investimenti effettuati.

Ogni compagnia petrolifera ha i suoi criteri di redditività in base ai quali vengono prese le opportune decisioni e, una volta individuata l'area di interesse, cercherà di acquisire il diritto all'esplorazione per l'eventuale estrazione del petrolio.

### **1.5.2 Il diritto minerario negli Usa e in Italia**

Gli USA sono uno dei pochi paesi al mondo (insieme al Canada) che consentono ai privati di essere titolari dei diritti minerari e solo in alcuni casi (pozzi petroliferi offshore e nei fondali marini) questi diritti sono riservati allo Stato centrale o a quello Federale. La legge americana permette di separare il diritto di superficie dal diritto minerario concedendo la libera trasferibilità di quest'ultimo che non dovrà essere ceduto unitamente al diritto di proprietà del suolo.

In Italia, il settore dell'energia è materia di legislazione concorrente tra Stato e Regioni, secondo il disposto dell'art. 117 comma 3 della Costituzione.

L'assetto delle competenze amministrative (definito dal d.lgs. 31/3/1998 n.112 e successive modificazioni) attribuisce le funzioni amministrative circa la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, in mare allo Stato mentre sulla terraferma all'esercizio congiunto dello Stato con la Regione interessata (secondo le modalità ad oggi definite nell'accordo 24/4/2001 tra il MICA, le regioni e le province autonome).

Questo assetto delle competenze riconosce, quindi, un ruolo di primaria importanza nel processo decisionale alle regioni.

Il permesso di ricerca degli idrocarburi (sia liquidi che gassosi) in terraferma viene rilasciato all'esito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statale e regionali interessate e consente ogni operazione volta al rinvenimento di giacimenti esclusa la perforazione dei pozzi esplorativi.

La perforazione di pozzi esplorativi, così come la costruzione delle relative opere ed impianti necessari dichiarati di pubblica utilità, devono essere oggetto di specifica autorizzazione richiesta dal titolare del permesso di ricerca e rilasciata dal competente Ufficio Territoriale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia, in esito a un procedimento unico al quale partecipano le Regioni e gli enti locali interessati, previa valutazione di impatto ambientale. (Norme analoghe valgono per il permesso di ricerca e perforazione nelle aree marine, fermo restando che solo l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo in terraferma può avere valenza di variante urbanistica in caso di deroga dalle previsioni di piano).

Per accedere alla coltivazione degli idrocarburi, il titolare del permesso di ricerca deve attivare un ulteriore procedimento unico necessario ad ottenere l'apposita concessione che, sulla terraferma, viene rilasciata dallo Stato d'intesa con la Regione.

Anche con riferimento a quest'ultima fattispecie procedimentale, ricorrono elementi di semplificazione perché la concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma costituisce titolo per la costruzione di impianti, delle opere, e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio dell'attività che sono considerati di pubblica utilità ai sensi della legislazione vigente; il rilascio della concessione di cui si tratta produce l'effetto di variante urbanistica.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> Variante urbanistica: è la modifica che bisogna porre al piano regolatore affinché la zona possa essere destinata, in questo caso, a perforazione dei pozzi.

### 1.5.3 I principali modi per l'acquisto del diritto di ricerca

Generalmente non è facile ottenere un diritto di ricerca di idrocarburi in una determinata zona, soprattutto se nel paese è presente una NOC.

Ciò è dovuto al fatto che, da quando si è arrivati alla nazionalizzazione delle risorse, il diritto di ricerca, il più delle volte, è esclusivo della società petrolifera di Stato che solitamente affida ad altri soggetti le attività che richiedono una maggiore dote di investimenti, ovvero le fasi di estrazione, produzione e sviluppo di idrocarburi.

Tuttavia, soprattutto se sono richieste tecnologie specifiche, è possibile che il diritto di ricerca venga venduto.

Ci sono 3 modi per acquisire il diritto di ricerca nel sottosuolo:

a) tramite la partecipazione a una gara (*bid round*) indetta direttamente dallo Stato o, nel caso così sia disposto, dalla compagnia di Stato competente; b) per acquisizione di una partecipazione a seguito di un accordo con una compagnia che già detiene un titolo minerario; c) per trattativa diretta con lo Stato.

Nel caso di blocchi messi a gara è necessario che siano definite le caratteristiche tecniche ed economiche di ogni singolo blocco che dipenderanno dal potenziale minerario del blocco e anche da aspetti più operativi (logistica, utilizzo di una specifica tecnologia per il particolare tipo di suolo, costi di perforazione, reperibilità di impianti, trasporto degli idrocarburi alle aree di vendita, tipo di contratto che si può sancire con lo Stato).

Il secondo caso è quello in cui si ottiene una partecipazione (o l'intera quota) in un permesso di ricerca già assegnato a un'altra compagnia. Questo tipo di acquisizione è molto comune nel mondo petrolifero e ha luogo, solitamente, quando una compagnia petrolifera che già detiene il titolo minerario vuole alleggerire i propri impegni finanziari e offre ad altri parte della propria quota (*farm out*). In questo caso tutti i parametri contrattuali sono già fissati ed è negoziabile soltanto il prezzo di entrata che corrisponde al costo delle operazioni in programma con una maggiorazione (bonus di entrata).

Un terzo modo di acquisire il diritto alla ricerca in un blocco è mediante una trattativa privata con i competenti organi statali. In alcuni casi questa modalità si esplica attraverso una 'convenzione' di studio, una sorta di accordo preliminare con lo Stato (o chi lo rappresenta). Generalmente si esegue sull'area uno studio non esclusivo (un'altra



compagnia petrolifera può indipendentemente eseguire lo stesso tipo di valutazione). I risultati degli studi vengono presentati e l'amministrazione farà la sua scelta comparando le proposte dei singoli concorrenti.

Per la compagnia petrolifera il vantaggio è quello di avere, con costi relativamente contenuti, una conoscenza dell'area che, anche se non venga trovato accordo, le permette di avere informazioni sulla regione, sul paese e sul bacino.

Durante il periodo esplorativo i costi sono sostenuti completamente dall'operatore e, nel caso in cui la ricerca sia sterile, restano a suo carico.

## **1.6 Le forme contrattuali usati nella fase *upstream* dell'industria petrolifera**

Se il petrolio è stato scoperto, un accordo separato e più dettagliato sarà negoziato tra lo sviluppatore e il titolare dei diritti (lo Stato o la compagnia petrolifera statale).

L'obiettivo del Paese ospitante è quello di massimizzare i ricavi dalle risorse naturali ma allo stesso tempo fornire sufficienti incentivi agli investitori esteri.

Nell'industria petrolifera le forme contrattuali più usate in questa fase sono: concessioni (o licenza), *joint ventures* (JV), contratti di produzione condivisa (*production sharing contracts*, PSC) e i contratti di servizio (*service contract*, SC).

### **1.6.1 Le concessioni**

Nel regime di concessione lo Stato, proprietario delle risorse del sottosuolo, attribuisce al privato il diritto esclusivo di ricercare, accertare, sviluppare e produrre idrocarburi, per lungo periodo in una determinata zona (quindi è un contratto che non viene adoperato qualora sia presente una società petrolifera di Stato).

Per i governi, i contratti di concessione hanno il vantaggio di essere più semplici rispetto ad altri tipi di accordi e il grado di supporto professionale e le competenze necessarie sono spesso meno complesse di quelle necessarie per negoziare *joint ventures* o PSC.

Ma, nonostante questo, per il governo è necessario essere assistiti da consulenti finanziari per strutturare un sistema di offerta in concessione.

Per attuare questi tipi di contratti l'ideale sarebbe avere un'affidabile ed efficiente sistema giuridico che abbia una magistratura in grado di interpretare le complessità degli accordi.

Con un sistema legale ben sviluppato, un accordo in concessione può focalizzarsi sui termini commerciali anziché sostenere l'onere di elaborare disposizioni contrattuali per colmare le lacune del sistema giuridico del paese ospitante.

I termini finanziari della concessione possono derivare da un accordo tra lo Stato e una determinata compagnia petrolifera oppure dall'esito di una gara pubblica alla quale concorreranno le imprese del settore.

Le aziende competono attraverso le offerte costituite dal prezzo, dal canone e dall'eventuale bonus di firma.

Il canone è pertanto dovuto a prescindere dalla possibilità di sfruttamento degli idrocarburi del sottosuolo.

Il bonus è un importo forfettario che può essere richiesto alla compagnia petrolifera dal governo dello Stato concedente come contropartita ai diritti di esplorazione concessi o a titolo di compenso preventivo per il futuro successo imprenditoriale. Si distinguono: bonus di firma (*signature bonus*), pagato alla firma dell'accordo; bonus di produzione (*production bonus*) pagato quando inizia la produzione e, a volte, al raggiungimento di certi livelli di produzione; bonus di scoperta (*discovery bonus*), pagato quando una scoperta viene dichiarata commerciale.

Mentre il beneficio per le imprese arriva direttamente sotto forma di proprietà di petrolio e del gas scoperto, i governi, garantendo la concessione, beneficiano di un ritorno sotto forma di canoni di concessione, di imposte sul reddito e *royalties*.

Le *royalties* sono un'aliquota della produzione o del suo controvalore in denaro che le società petrolifere devono corrispondere allo stato. Possono basarsi sull'ammontare dei ricavi lordi ottenuti dall'attività o sull'ammontare della produzione ottenuta e l'aliquota può essere fissa o variabile (*sliding scale*)<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Ci sono tre modi per stabilire il pagamento di una *royalty*; essa può essere basata sui prezzi di mercato, sui ricavi ottenuti dalla produzione oppure può avvenire in natura. Il metodo più usato per il calcolo di

Alcuni Paesi utilizzano dei prezzi *ad hoc* per stimare le *royalties*. Questi prezzi *ad hoc* sono rivisti periodicamente e sono collegati ai prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. Anche se legati ai prezzi della *commodity* vengono comunque applicate delle deduzioni o delle maggiorazioni dovute alla diversa qualità del greggio o del gas prodotto rispetto al greggio o al gas di riferimento.

I costi fiscali vengono definiti dalla legislazione del Paese in cui si trova la concessione o dalle specifiche del contratto di assegnazione della concessione. Generalmente l'importo della *royalty* costituisce un costo deducibile ai fini del calcolo dell'imposta sul reddito e, con gli *OPEX*, sono normalmente contabilizzati nell'anno in cui si realizza la produzione. L'ammortamento fiscale verrà calcolato in conformità alle leggi nazionali vigenti. Alcuni Paesi permettono inoltre di detrarre parte degli investimenti effettuati, i bonus d'asta pagati e gli interessi sui finanziamenti. Le perdite fiscali sono solitamente riportate all'esercizio fiscale successivo, fino al recupero totale delle stesse.

Inoltre le legislazioni fiscali dei diversi Paesi possono includere speciali sistemi di incentivi o di tasse specifiche sull'attività *upstream*.

Il vantaggio principale dell'uso di questo tipo di accordo per il governo è che, indipendentemente dal fatto che il petrolio venga trovato e/o la produzione commerciale avvenga, non dovrà pagare alcun tipo di rimborso. Tutti i rischi di sviluppo e di produzione, inclusi i costi di esplorazione, sono sostenuti dal contraente.

Tuttavia sarà soprattutto per questo motivo che le aziende nelle gare tenderanno ad essere più caute nelle loro offerte.

Infatti per le imprese non vi è alcuna garanzia che i costi saranno coperti, dato che le riserve non saranno dimostrate almeno fino a quando non inizi l'attività di perforazione. Inoltre la redditività del progetto dipenderà anche dal prezzo della *commodity* che è molto volatile e di non facile previsione.

---

una *royalty* è decisamente il primo. Questo perché i proprietari dei pozzi vogliono legare la loro entrata al prezzo della *commodity* sul mercato in modo da potersi avvantaggiare in caso di rialzo sul prezzo. Il secondo modo lega la *royalty* ai ricavi ottenuti dalla produzione. Questo tipo è meno apprezzato dai proprietari dei pozzi, in quanto, è possibile che la società che si occupa dell'estrazione del pozzo venda i prodotti a prezzi diversi da quelli stabiliti dal mercato. Infine, nell'ultimo caso, il pagamento della *royalty* avviene in natura e quindi viene pagata in percentuale ai barili di greggi ottenuti dalla produzione.

In considerazione di questi fattori il sistema di offerta è spesso semplicemente una vendita all'asta con il risultato che il governo ospitante potrebbe non massimizzare gli introiti.

Potrebbero sorgere difficoltà per lo stato qualora le offerte vengano presentate da imprese non affidabili in relazione al tipo di contratto perché prive della solidità finanziaria e/o delle capacità tecniche necessarie.

Invece, un vantaggio per le imprese concessionarie, è che non vi sarà alcuna congestione dello Stato sull'attività operativa del concessionario e sulla produzione di idrocarburi, a differenza di quanto avviene negli altri tipi di contratti.

Questo tipo di accordo è abbastanza comune in tutto il mondo ed è usato soprattutto in Sudan, Angola ed Ecuador.

### **1.6.2 Le *joint ventures***

Le *joint ventures* sono degli accordi presi tra diverse parti per il raggiungimento di un particolare scopo; delle *partnership* che intercorrono tra due o più soggetti attraverso la creazione di società o organizzazioni.

La loro formazione, per questi tipi di operazioni, può essere piuttosto complessa e può avvenire attraverso la costituzione di società partecipate.

Le *joint ventures* sono uno strumento utilizzato da molte imprese del settore e possono coinvolgere anche la NOC (e quindi lo stesso Governo) del Paese nel quale si svolgerà la produzione e lo sviluppo di idrocarburi.

Queste forme di collaborazione possono essere create per operare in una singola fase di progetto o per l'intero progetto, ma generalmente vengono create dopo che è stato raggiunto un accordo con lo Stato per l'esplorazione e la produzione in una determinata zona.

La maggior parte delle *joint ventures* in questo settore sono costituite principalmente per risparmiare denaro. Questo perché i progetti sono dispendiosi e richiedono cospicui investimenti con elevati rischi e, con questo tipo di accordi, si riesce a mitigare entrambi i fattori.

Gli aspetti più discussi di questo accordo tra le parti sono: le proprietà che dovranno detenere i partecipanti sulla società che verrà creata, a chi spetterà il controllo delle operazioni e in che modo verrà trasferito il rischio tra le parti.

I partecipanti non sempre forniscono capitale come parte dei loro impegni di *joint venture*. Ci sono, ad esempio, accordi di *non-equity*, in cui alcune aziende possono aver più bisogno di servizi tecnici o esperienza tecnologica che di capitale.

Oppure è possibile il contrario, e che quindi, in questa forma di collaborazione vengano richiesti esclusivamente finanziamenti dalle controparti coinvolte.

L'uso di JV è particolarmente diffuso quando le NOCs non hanno sufficienti capitali e competenze tecniche per la realizzazione di progetti e che mirano ad essere più indipendenti nella loro attività in futuro.

Attraverso questo tipo di accordo parte dei capitali necessari possono essere raccolti tra i diversi partecipanti e tutti i contraenti metteranno a disposizione le risorse umane che riterranno più adatte. Nell'ambito della JV entrambe le controparti riceveranno anche vantaggi in termini di *know-how* perché sarà possibile condividere le proprie conoscenze nell'ambito del progetto.

Ma in una collaborazione le parti coinvolte possono operare anche come entità giuridiche distinte (*co-operative joint venture*, CJV), piuttosto che come una singola entità (*equity joint venture*, EJV). Una CJV può assumere anche una forma molto simile alla JV, con la creazione di un'entità a responsabilità limitata. Nei CJV non è richiesto alcun contributo minimo per avviare la collaborazione, permettendo ai possibili investitori di partecipare ad una impresa dove preferiscono rimanere azionisti minori. I profitti, in ambito di un accordo di CJV, sono divisi in base ai termini del contratto e non rispetto alla quota di partecipazione (come invece avviene in un EJV). Per i co-partecipanti questo potrebbe essere un vantaggio perché consente un più flessibile ritorno sugli investimenti. Inoltre è possibile riscontrare maggiore flessibilità anche nella strutturazione dell'organizzazione, nei controlli e nella gestione delle risorse. Caratteristica dei CJV è che, solitamente, l'investitore può in qualsiasi momento ritirare il proprio capitale sociale o una parte di esso (a differenza degli EJV che stabiliscono la durata del progetto e tassativamente a quali condizioni è possibile ritirare i capitali dall'operazione).

Altre differenze rispetto all' EJV sono:

- I CJV possono anche non esplicarsi attraverso la creazione di una persona giuridica;
- Può essere possibile operare in un CJV in una delimitata zona, quindi, una volta ottenuto il permesso di esplorazione e sviluppo, l'impresa potrebbe decidere di effettuare *in house* le operazioni su una parte del territorio e fare affidamento su un CJV per le operazioni sul territorio rimanente;
- Negli accordi EJV il controllo di gestione avviene attraverso l'assegnazione dei seggi nel consiglio d'Amministrazione. Nei CJV ciò avviene in altri modi, attraverso clausole che possono permettere ai *partner* di visionare l'operato.

C'è un altro vantaggio: la percentuale di CJV di proprietà di ciascun *partner* può cambiare nel corso della vita della *joint venture*, dando la possibilità agli investitori stranieri di detenere maggior *equity* e raggiungere un ritorno dell'investimento molto più velocemente.

Con questa tabella si possono riassumere le principali differenze:

<b>Sintesi delle principali caratteristiche e differenze tra EJV e CJV</b>		
	<b>EJV</b>	<b>CJV</b>
<b>Status della responsabilità</b>	La EJV deve essere costituita nella forma di una società a responsabilità limitata (LLC) con creazione di una nuova persona giuridica autonoma rispetto ai partner.	La CJV può essere costituita con un accordo di partnership temporanea senza la creazione di una persona giuridica nuova oppure nella forma di una società a responsabilità limitata (LLC).
<b>Obbligazioni contrattuali</b>	La struttura contrattuale tende ad essere più rigida	Gli investitori hanno maggiore flessibilità contrattuale nel definire le obbligazioni delle parti
<b>Capitale versato</b>	I conferimenti sono attentamente valutati, spesso da studi professionali indipendenti	Le parti possono decidere come il valore dei conferimenti debba essere determinato.
<b>Quota di profitto e conferimenti</b>	I profitti sono distribuiti in proporzione del conferimento, di cui di norma la parte straniera deve possedere minimo il 25%, senza limiti massimi.	Nella CJV i profitti possono essere ripartiti non seguendo la proporzione del conferimento

### 1.6.3 I PSC (o PSA) e i SC

Il contratto di produzione condivisa non è altro che un accordo tra una società petrolifera estera e il Paese ospitante (il più delle volte rappresentata da una NOC) che permette alla società estera di associarsi alle operazioni petrolifere da condurre nell'area definita.

Nell'ambito di quest'accordo la titolarità delle risorse minerarie restano in capo alla società di Stato competente per il settore petrolifero mentre la remunerazione per la società petrolifera avviene nelle percentuali concordate.

In genere questo contratto ha una durata trentennale con opzione per il Paese ospitante di eventuale allungamento.

I rischi finanziari, esplorativi e di sviluppo, in questo tipo di accordo, vertono tutti sulle spalle della società estera che dovrà condurre le attività operative e che, quindi, dovrà sopportare il rischio della perdita del proprio investimento in caso di mancato ritrovamento di idrocarburi. In alcun caso è prevista una possibilità di rimborso dell'investimento effettuato.

Se, invece, l'investimento dovesse andare a buon fine, col ritrovamento di un giacimento petrolifero, allora la società estera otterrà un rimborso per i *cost oil* sostenuti più una percentuale di *profit oil* a garanzia della redditività dell'investimento e della remunerazione per il rischio sostenuto.

I *cost oil* non sono altro che i costi di esplorazione e di sviluppo sostenuti per la conduzione delle operazioni (quindi contenenti tutte le immobilizzazioni e le spese operative del progetto) rappresentati in termini di greggio ottenuto dalla produzione.

Il *profit oil*, invece, è dato dalla differenza tra le entrate ottenute dall'attività estrattiva e i *cost oil*, ed è anche esso rappresentato in termini di greggio ottenuto dalla produzione.

Generalmente alla società estera va una percentuale di *profit oil* molto vicina al 20% e la rimanente va alla NOC, anche se molto spesso vengono stabilite delle "scale mobili" e la ripartizione dei profitti avviene in modo progressivo in base alla produzione ottenuta dal progetto.

La peculiarità del PSC sta nel fatto che la direzione delle operazioni e la responsabilità per la gestione della relativa attività è nelle mani della società di Stato (cosiddetta *management clause*).

Il PSC è uno degli accordi più usati per via della flessibilità della formula contrattuale, tant'è che rispetto allo schema originario di PSC molti Stati hanno introdotto delle varianti al fine di soddisfare aspirazioni nazionali e di armonizzare questo modello contrattuale con il proprio sistema giuridico.

*Service Contract (SC)*: attraverso questo tipo di accordo il Paese ospitante continuerà a detenere la titolarità esclusiva dei diritti minerari nell'area oggetto di contratto e affiderà alcune prestazioni connesse all'attività esplorativa (esplorazione, sviluppo e produzione) alle imprese estere dietro versamento di un corrispettivo predeterminato (*flat fee*) o commisurato alla scoperta o alla produzione.

In questo tipo di accordo la società estera agirà come appaltatore dei lavori (*general contractor*) e, in nome e per conto della società di Stato, effettuerà tutte le operazioni necessarie per la realizzazione del progetto.

Ci possono essere SC di due tipi: con o senza rischio.

Nel SC con rischio la società estera dovrà finanziare integralmente l'intera attività (come nel PSC) con l'assunzione del rischio che, in caso di mancata presenza di idrocarburi nella zona concordata, non potrà ricevere alcuna remunerazione o rimborso da parte della società dello Stato.

In caso contrario l'ammontare dei costi sostenuti verrà considerato come un prestito concesso alla società di Stato, con un rimborso che avverrà, il più delle volte, in maniera monetaria.

La distinzione tra PSC e SC con rischio sta nella natura del pagamento e nella durata, poiché nel PSC si otterrà la remunerazione in termini di materia prima, mentre nel SC esso avverrà in maniera monetaria.

Nel corso degli anni, però, gli schemi contrattuali sono cambiati e molto spesso è difficile distinguere i SC con rischio dai PSC, poiché ora sempre più spesso nei SC è possibile trovare una parte di remunerazione che avviene in materia prima.

In generale con il SC con rischio, se il pagamento avviene in maniera monetaria, non si sosterrà il rischio di volatilità del prezzo della *commodity*, ma si sosterrà il rischio di cambio nel caso in cui il pagamento avvenga nella valuta della Nazione ospitante.

Il SC senza rischio, invece, è un accordo in base al quale il contraente riceverà un compenso prefissato per mettere a disposizione le proprie competenze tecniche e *know-how* al fine di condurre le operazioni di ricerca, sviluppo e produzione.

Quindi può trattarsi di contratti *buy back* o di assistenza tecnica o di sviluppo e produzione.



Spesso i Paesi ospitanti adottano questi due tipi di accordi contrattuali perchè o manca il capitale di rischio necessario per la realizzazione del progetto, o perché mancano le competenze necessarie per lo svolgimento delle attività esplorative.

#### **1.6.4 Le clausole più frequenti inserite nei contratti PSC e SC**

A differenza degli altri settori, quando le controparti devono negoziare gli accordi, gli interessi coinvolti non saranno solo privati e/o squisitamente economici bensì, il più delle volte, vi saranno interessi pubblici, poichè le risorse sono controllate dallo Stato o da una sua compagnia a totale (o comunque rilevante) partecipazione pubblica.

Quando il Governo non è uno dei soggetti coinvolti nelle transazioni userà il potere regolatorio concessogli per proteggere il pubblico interesse ma, nel caso specifico delle NOCs totalmente pubbliche, gli obiettivi che si cercheranno di raggiungere sono tra di loro in contrasto, almeno in parte. Perché il Paese ospitante da un lato cercherà di massimizzare le entrate della risorsa petrolifera e le sue in generale e, dall'altro, cercherà di ottenere clausole che possano promuovere l'economia nazionale e concedendo anche sconti di imposta alla società promossa per l'attività di E&P.

Ma la questione più preoccupante è che ci si troverebbe nella paradossale situazione del pubblico che deve regolare se stesso!

In ogni caso alcune delle clausole più frequenti che i governi stabiliscono all'interno di questi contratti che vengono conclusi con le IOCs sono:

- Piani di sviluppo delle comunità: questa clausola obbliga il contraente ad assumere personale locale, formarlo per fargli acquisire le competenze tecniche necessarie e fornire accesso all'assistenza medica. Al contraente è permesso assumere personale estero quando non sia possibile rintracciare adeguato personale per specifiche mansioni.
- *Local content/participation*: questa clausola obbliga il contraente ad effettuare acquisti presso i fornitori locali qualora la merce o l'impiantistica richiesta dall'impresa non debba essere dotata di specificità e/o qualità particolari. Questa clausola viene inserita per permettere un maggiore impatto dell'indotto nell'economia locale e per rendere più efficace l'integrazione del settore nel resto

dell'economia nazionale. In questo modo viene apportato valore aggiunto al tessuto socioeconomico del Paese ospitante con il coinvolgimento di società e risorse locali.

Altri tipi di clausole possono richiedere una percentuale minima di investimenti infrastrutturali nella zona d'interesse, oppure possono richiedere che una percentuale dei servizi ricevuti sia fornita localmente oppure che una percentuale delle assunzioni venga effettuato in ambito locale ecc... Poi ci sono clausole di:

- *Minimum work obligation & minimum expenditure obligation*: la prima di queste clausole obbliga il contraente a compiere uno specifico programma di lavoro in un arco temporale prestabilito. Ciò vale a dire che ogni attività del programma avrà una sua scadenza e un minimo obbligo di lavoro. Questa clausola è particolarmente frequente durante la fase di esplorazione, in questo modo lo Stato riesce ad assicurarsi che la potenzialità petrolifera della zona sia sufficientemente studiata. Generalmente questa clausola fornisce anche la possibilità per il contraente di eseguire in anticipo le attività lavorative rispetto al programma stabilito. In questo modo il contraente potrà svolgere un minor lavoro nel periodo successivo senza dover scontare delle penalità. Il secondo tipo di clausola è simile alla precedente, in quanto in luogo del minimo obbligo di lavoro è richiesto al contraente di effettuare una spesa minima per l'attività che dovrà portare a termine.

Bisogna tener presente però che alcune di queste clausole potrebbero non essere presenti in quanto rese obbligatorie dalla stessa legge locale. Come ad esempio quelle di:

- *Conformità all'ambiente*: il contraente dovrebbe essere obbligato a prendere le necessarie misure per assicurarsi che le operazioni siano condotte in conformità con le leggi ambientali, i regolamenti nazionali e le disposizioni ambientali inserite nella documentazione di progetto. L'entità di questa obbligazione varia a seconda della giurisdizione e delle disposizioni degli accordi. I governi possono essere più o meno sensibili alle tematiche ambientali ma, in linea di massima, possono agire in due diversi modi:

1) attuare un approccio precauzionale, prevedendo *ex-ante* le misure che minimizzino l'impatto ambientale;

2) avere un approccio più analitico eseguendo uno studio di impatto ambientale.

Il governo userà i propri poteri regolamentari per tutelare l'interesse del pubblico, al fine di garantire che le attività di *oil and gas* non danneggino l'ambiente e la salute dei cittadini; per esempio, mettendo in atto le leggi per prevenire l'inquinamento di aria e acqua da *gas flaring*<sup>6</sup> e fuoriuscita di petrolio. In questo modo è lo Stato ad effettuare attività di controllo degli investitori in tutta la fase di E&P. Questo include anche l'emanazione di norme di salute e sicurezza del lavoro (come nel Regno Unito l'HSE).

Quindi il governo ospitante dovrà possedere un sistema di leggi e relative sanzioni efficiente che tutelino l'ambientale e consentano agli interventi progettati di promuovere la crescita economica e l'occupazione.

## **1.7 Il finanziamento delle opere nel settore**

Come nella maggior parte delle società del mondo, una società che dovrà svolgere operazioni di E&P attingerà a risorse di capitale proprio e di debito, cercando il giusto mix tale per cui il costo medio ponderato del capitale sia inferiore al tasso di ritorno dell'investimento.

Aldilà dei mezzi di capitale proprio e a debito, che sono piuttosto comuni in tutte le società per il finanziamento di un progetto, una delle tecniche di finanziamento usate nelle fasi *upstream* del settore è la finanza di progetto (*project finance*).

La finanza di progetto è una tecnica utilizzata per le operazioni di finanziamento di una specifica unità economica, appositamente creata per la realizzazione di un determinato progetto.

Il finanziatore fa affidamento sui flussi di reddito generati dall'unità stessa quale sorgente dei fondi per il rimborso del prestito e sul patrimonio dell'unità quale garanzia collaterale.

---

<sup>6</sup> Il Gas flaring (in italiano: combustione di gas) è una pratica degli impianti industriali petroliferi e di gas naturale, nonché nei siti di produzione di petrolio. Esso consiste nella combustione del gas che genera una fiamma sopra le torri petrolifere. Il gas in eccesso estratto insieme al petrolio, viene quindi bruciato perché risulterebbe troppo costoso costruire infrastrutture adeguate per trasportarlo nei luoghi di consumo. Il Gas flaring è una pratica che contribuisce all'emissione di anidride carbonica. Alcune fiamme gestite in modo improprio possono emettere metano, biossido di zolfo e altri composti dello zolfo.

Le differenze rispetto ad un finanziamento di tipo *corporate* sono evidenti e possono essere riassunte in cinque punti:

- 1) Nel PF le garanzie del finanziamento vertono esclusivamente sugli *asset* del progetto, mentre nel finanziamento di tipo *corporate* le garanzie del finanziamento vertono sull'intero patrimonio dei prenditori di fondi.
- 2) Con il *project finance* gli effetti sull'elasticità finanziaria sono molto ridotti o del tutto assenti nei confronti degli *sponsor*, al contrario di quanto avviene nel *corporate lending*.
- 3) Il trattamento contabile è *off balance*;
- 4) Le principali variabili alla base dell'affidamento del finanziamento saranno i flussi di cassa generati dal progetto e la struttura finanziaria. Quindi si terrà conto principalmente dei *ratios* tipici di queste operazioni (*debt service cover ratio, loan life cover ratio, project life cover ratio*). A differenza di quanto avviene in un finanziamento di tipo *corporate*, dove la banca analizzerà principalmente gli effetti che si avranno sul bilancio del prestatore, effettuerà analisi di solidità e redditività sulla società e terrà conto di altri indicatori relativi alla società.
- 5) Infine i rischi ricadranno tra i diversi soggetti coinvolti nell'operazione.

Il *project finance* separa il progetto e il suo finanziamento dal resto delle attività degli *sponsor* ed è una tecnica di finanziamento che può essere conveniente per grandi progetti che hanno un ritorno nel lungo periodo. Queste ultime caratteristiche sono frequenti nel settore *oil&gas* ed è proprio per questo che questa tecnica di finanziamento trova discreto utilizzo nel settore.

Il *project financing* si caratterizza per l'elevata leva finanziaria usata, con un debito che, normalmente, costituisce più del 60% del finanziamento totale.

Nei progetti di una certa strategicità come la produzione di energia elettrica, costruzione di dighe o esplorazione e produzione di idrocarburi è molto frequente che vengano coinvolti non solo soggetti privati, ma anche soggetti pubblici o entità internazionali.

Nell'ambito di questo tipo di finanziamento è possibile che vi siano contributi da parte dello Stato o che il finanziamento avvenga anche tramite banche sovranazionali che, oltre a finanziare il progetto, permettono alla SPV (*special purpose vehicle*) di ottenere un maggior merito creditizio (attraverso l'emissione di PBCE, ovvero *project bond credit*

*enhancement*) e ad ottenere prestiti a più basso costo (esempi di banche del genere sono la BEI e la BIRS).

Questo tipo di operazioni coinvolge una moltitudine di soggetti (a partire dagli *sponsor* per passare alle banche e allo Stato), ognuno dei quali è portatore di un autonomo interesse che, a volte, possono essere anche conflittuali tra loro. Più nello specifico nel settore che stiamo trattando, molto spesso non è lo Stato in prima persona ad entrare nei progetti, bensì è la NOC che partecipa e che si accorda con gli altri attori.

Nel PF è fondamentale chiarire *ab origine* i rapporti, gli interessi e i rischi che ciascuna parte dovrà sostenere nel corso del progetto.

Sicuramente il rischio più costoso da sostenere è quello di costruzione dell'opera.

La SPV per non sostenere il rischio di costruzione dovrà stipulare contratti EPC (*Engineering Procurement Construction*) o EPCM (*Engineering Procurement Construction Management*), attraverso i quali potranno entrare altre società operanti nel settore.

### **1.7.1 EPC**

Una volta accordati anche i diritti di sviluppo e produzione di idrocarburi, l'impresa (che sia la compagnia petrolifera nazionale o una società estera) dovrà realizzare quegli interventi necessari affinché sia possibile l'estrazione delle risorse minerarie.

Poiché gli interventi da effettuare spesso sono complessi dal punto di vista tecnico-realizzativo e sono caratterizzati da elevato rischio, anche le imprese maggiormente integrate del settore potrebbero aver bisogno di competenze e mezzi che si trovano al di fuori della propria organizzazione (es. costruzione di pozzi in fondali marini). Per vincolare l'altra parte agli stessi impegni che la società petrolifera ha assunto, la strategia contrattuale più adatta e usuale è quella di attuare contratti EPC o EPCM tra il proprietario (oppure la società che condurrà i lavori) ed il *contractor*.

L'uso di questi tipi di contratti permette di determinare in maniera specifica i compiti delle varie controparti e soprattutto di allocare *ex-ante* i rischi ai quali saranno soggetti le stesse controparti.

Con il contratto EPC è stabilito che la realizzazione del progetto avvenga ad un prezzo fisso entro un determinato periodo di tempo.

Il *contractor* dovrà portare *engineering, procurement and construction work* e sarà responsabile dell'intero progetto: dalla fornitura degli equipaggiamenti e delle materie prime, al disegno, agli acquisti, alla costruzione, all'installazione e ai servizi necessari affinché al collaudo il progetto sia funzionante.

L'*EPC contractor* assumerà notevoli rischi quali: i materiali utilizzati, il costo delle materie prime, il costo del lavoro, il costo legato agli eventi atmosferici, l'organizzazione del cantiere il rischio di sciopero e tutti quegli altri rischi legati alla costruzione. Questo perché il contratto EPC è un contratto a prezzo chiuso, cioè *turn key contract* (prezzo fisso chiavi in mano)

Una volta terminato, il progetto passerà di mano entro la predeterminata data al preconcordato prezzo, altrimenti si attiveranno le *delay liquidated damages*, ovvero delle penali che il contraente dovrà corrispondere in caso di ritardo nella consegna del progetto.

D'altra parte il proprietario ha il compito di amministrare e gestire e quindi è responsabile della comunicazione e del coordinamento delle responsabilità tra le diverse entità che lavorano al progetto.

Se eventuali clausole del PSC devono essere soddisfatte nelle fasi gestite dal *contractor*, allora le stesse dovranno essere inserite nell'EPC.

Alcuni vantaggi del contratto EPC per la società petrolifera contraente sono:

- La delega delle responsabilità ad un'unica parte, questo lo rende un modello molto attrattivo per la società petrolifera che conduce le operazioni in quanto, i rischi che potrebbero svilupparsi per il progetto, saranno tutti a carico dell'*epc contractor*;
- È determinata *ex-ante* la data o il periodo di tempo entro il quale sarà completato il progetto;
- Le responsabilità e le eventuali passività da sostenere sono chiaramente stabilite *ex-ante* tra la società petrolifera ed il *contractor*;
- C'è una certezza nel prezzo da sostenere quando si riceverà il progetto ultimato, grazie alla natura fissa del prezzo che è stabilito *ex-ante*.

Gli svantaggi invece sono:

- Il controllo del progetto è nelle mani del *contractor*;
- Il costo potrebbe gonfiarsi nel caso si verificano eventi non prevedibili o non previsti contrattualmente;
- Si è completamente dipendenti da un unico *contractor*.

Il contraente dovrà lavorare con numerose parti al fine di garantire una consegna puntuale del progetto e, stipulando con ciascuna specifici contratti. Per il contraente è conveniente utilizzare un *unit rate contract*, ovvero un contratto a tariffa unitaria, in modo da aver chiaro fin dall'inizio i costi che si dovranno sostenere per l'acquisizione degli input necessari.

Un'alternativa potrebbe essere la sottoscrizione di un contratto *put or pay* con i fornitori. In questo accordo il fornitore dovrà assicurare una certa quantità di materiali all'anno ad un prezzo prestabilito; qualora il fornitore non riuscisse ad adempiere a tale obbligo, allora sarà tenuto a pagare al cliente una somma che gli consenta di acquisire altrove la stessa fornitura.

### **1.7.2 EPCM**

In alternativa all'*EPC contract* è possibile utilizzare il contratto EPCM (*engineering, procurement and construction management*).

Questo contratto può essere vantaggioso qualora la società petrolifera (che in questo caso sarà la committente del contratto) sia in grado di gestire un rischio contingente un po' più alto. Potrebbe essere conveniente questo tipo di contratto dato che si verificherebbero minori costi di investimento e allo stesso tempo il committente potrebbe avvantaggiarsi di avere una maggiore flessibilità e il controllo del progetto.

Il soggetto di diritto che contrae un contratto EPCM, generalmente, è una società di gestione/progettazione che assiste il committente con servizi di gestione e coordinamento del progetto durante le fasi di progettazione, approvvigionamento e costruzione, la cui

collaborazione in genere continua anche nelle fasi di maggiori rischio ovvero quelle di collaudo e avvio.

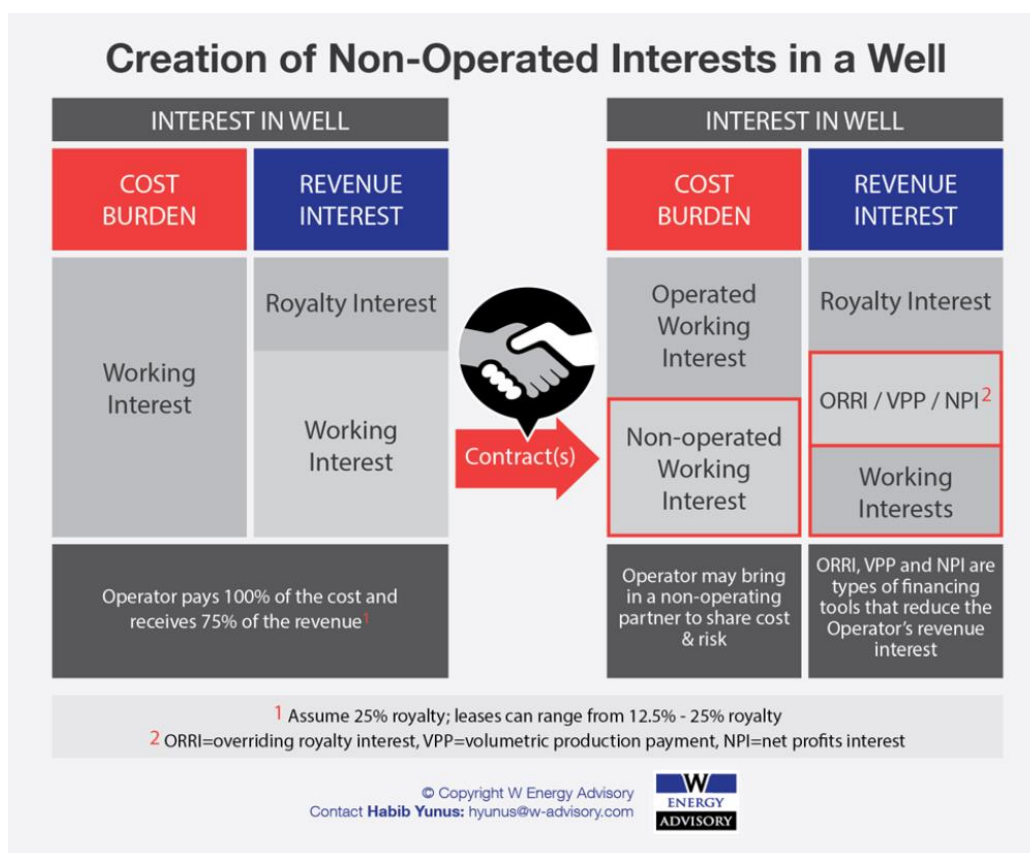
Il committente si occupa di stipulare i contratti direttamente con i fornitori di servizi e macchinari, mentre l'impresa di EPCM gestisce tali contratti per conto del committente. In media il costo complessivo del progetto è dal 10% al 20% inferiore nel caso in cui si ricorra al contratto EPCM piuttosto che a quello EPC. Il contratto EPCM garantisce costi inferiori al committente in quanto il prezzo del contratto comprende un minore premio al rischio e soprattutto non include quella remunerazione che sarebbe altrimenti dovuta al contraente per le attività previste in caso di contratto EPC.

I vantaggi del metodo di implementazione EPCM rispetto al metodo EPC sono:

- Tempi ridotti per il progetto complessivo:
  - il contratto EPCM consente di risparmiare tempo perché l'approvvigionamento dei macchinari principali con lunghi tempi di consegna può avvenire prima che sia completata la realizzazione dell'impianto. Con un contratto EPC, la gran parte degli elementi va precisata prima di firmare il contratto.
- Costi inferiori:
  - il commissionario sceglierà il fornitore che riterrà più adatto per il servizio/attività che dovrà essere svolta, oppure potrà scegliere l'attrezzatura che meglio si adatta ai macchinari già presenti.
  - Il minore premio al rischio influenzerà il prezzo.
  - Solo il rischio concretizzato viene pagato. I servizi EPCM si basano su un prezzo forfettario e sono legati a un sistema bonus/malus per obiettivi fondamentali relativamente a budget, costo finale, ecc....
  - Sarà meno probabile la necessità di integrare il contratto EPCM con le clausole specifiche del PSC e del SC.



## 1.8 I diversi *interest* che si possono formare nel settore



### 1.8.1 Il *royalty* e il *working interest*

Come raffigura il prospetto precedente, in una società operante nel settore *oil and gas* è possibile che, attraverso determinati contratti, si riescano ad inserire *partner* che condividano una parte dei costi e dei rischi delle operazioni petrolifere.

Iniziamo a definire i vari *interest* che possono essere creati in ogni singola operazione.

Il *royalty interest* è la quota detenuta dal proprietario del diritto minerario che riceverà come pagamento una *royalty* dalle controparti che estrarranno il greggio.

Tipicamente il detentore del *royalty interest* riceve una specifica porzione dei minerali prodotti o dei ricavi lordi ottenuti dalla vendita della produzione (senza l'imputazione di qualsiasi costo di esplorazione, sviluppo, o operativo). Nella maggior parte dei casi, tuttavia, il proprietario del *royalty interest* dovrà sostenere una quota proporzionata di costi post-produzione, come ad esempio i costi di trasporto del prodotto commerciato e/o

i costi necessari per rendere il prodotto commerciabile (costi di disidratazione, compressione ed estrazione dei liquidi).

Quindi è possibile definire il *royalty interest* come un *nonoperating interest* o un *nonworking interest*.

Se il titolare del *royalty interest* è una persona fisica, come nel caso americano, lo stesso sarà soggetto ad imposizione fiscale sulla sua quota di produzione.

Un *working interest* viene creato a seguito di un accordo che avviene tra il titolare del diritto minerario e la società che si propone per l'esplorazione, lo sviluppo e l'estrazione dei minerali nella proprietà. I titolari di questo *interest* si fanno carico dei costi di esplorazione, produzione e sviluppo mentre la quota dei ricavi che gli spetterà non è altro che l'ammontare dei ricavi ottenuti dalla produzione meno la quota dei *royalties interest* e degli altri *nonworking interest*.

## **1.8.2 Il VPP**

Il VPP (*Volumetric production payment*) consiste nella vendita da parte del detentore del *working interest* di un volume specifico di petrolio e gas che verranno estratti in una determinata proprietà. Dal lato dell'acquirente quest'operazione non è altro che un investimento strutturato la cui remunerazione avviene mensilmente e spesso in natura. Quindi l'investitore del VPP dovrà poi commercializzare, a sue spese, la percentuale della produzione mensile che gli compete della struttura indicata.

Un accordo VPP è in genere impostato per scadere dopo un certo periodo di tempo o dopo che sia stato consegnato uno specificato volume complessivo della merce. Un *VPP interest* è considerato, come il *royalty interest*, un *nonoperating interest*. Nell'ambito di questo accordo se il produttore non è in grado di soddisfare la quota di fornitura per un dato mese o se la produzione diminuisce temporaneamente, l'acquirente VPP ha un possesso prioritario della produzione fino al soddisfacimento dei propri fabbisogni volumetrici.

Per diversi decenni il pagamento di produzione volumetrica (VPP) è stata una opzione di finanziamento molto usata soprattutto dalle piccole società di E&P perchè permetteva a quest'ultime di monetizzare una parte delle r di petrolio e gas per finanziare la crescita.

Negli anni precedenti, quando il prezzo della *commodity* era molto alto, i VPP erano anche utilizzati per facilitare l'acquisizione di nuove proprietà e per aumentare il tasso di ritorno dall'investimento del capitale e quindi per creare maggior valore per gli azionisti.

Peculiarità del VPP è che il venditore di questo strumento ibrido mette a garanzia dell'accordo una x quantità di riserve di petrolio e gas naturale che sono già detenute in modo da migliorare il merito creditizio della transazione (in questo modo si abbassa il rischio di insolvenza). Nelle analisi contabili e finanziarie i VPP sono trattati come prestiti con garanzia.

In generale il VPP ha effetti sfavorevoli per i creditori esistenti della società venditrice di questo *interest* poiché tutti i debiti, anche *senior secured*, dopo la sottoscrizione di quest'operazione saranno di fatto subordinati ai diritti di proprietà del petrolio posti a garanzia dell'accordo.

Quindi in caso di fallimento della società venditrice del VPP, il compratore del VPP avrà la garanzia di essere soddisfatto prima degli altri. Ma, al di là del possibile fallimento, il maggior impatto negativo per i creditori esistenti si avrà quando i proventi del VPP verranno utilizzati per il riacquisto delle azioni proprie. Anche nei casi in cui i proventi vengano utilizzati per ripagare il debito, il debito residuo della società venditrice del VPP sarà di fatto subordinato al pagamento di ciò che è stato stabilito dal VPP.

Il VPP può ridurre il livello assoluto di capacità di indebitamento della società venditrice poiché una quota delle riserve saranno a garanzia dell'accordo e parte della produzione sarà destinata al compratore del VPP. Questa ridotta capacità di indebitamento limita la flessibilità finanziaria del venditore del VPP.

Anche se con questo tipo di accordo il venditore VPP ha la possibilità di eliminare, almeno in parte, il rischio di prezzo di una parte delle materie prime prodotte, egli continuerà ad essere esposto a tutti i rischi di produzione, comprensivi delle imposte sulla produzione che varieranno con i prezzi delle materie prime, nonché all'inflazione futura dei costi di produzione.

La quantità di VPP sottostante all'accordo può essere stabilita in termini fisici oppure in termini monetari. Nel primo caso, quindi, l'acquirente VPP pagherà anticipatamente la futura produzione ai cambi correnti e riceverà entro determinate scadenze le quantità stabilite dall'accordo.

Nel secondo caso si può decidere di valutare le quantità ai prezzi correnti in modo che il rischio di prezzo sia sostenuto dalla controparte. Tuttavia, in questo caso, il venditore VPP non sarà immune alla fluttuazione dei prezzi perché il calo dei prezzi del petrolio richiederà la consegna di maggiori volumi, mentre l'aumento dei prezzi consentirà al venditore di consegnare un minor numero di volumi con un'incidenza (positiva per il venditore del VPP) sui costi di trasporto dei volumi che dovranno essere inviati.

Quindi la convenienza di accordi VPP, per la società venditrice, dipenderà dalla precisione delle stime effettuate dalla stessa sul successo di perforazione sulle proprietà acquisite, sulla quantità di idrocarburi potenzialmente estraibili sulla proprietà oggetto di transazione, sui futuri costi di produzione sui volumi VPP e sul prezzo della *commodity*.

Per quanto riguarda il loro trattamento contabile, l'US GAAP dispone le seguenti regole di contabilità per le transazioni VPP:

- le riserve destinate a VPP vanno rimosse dall'annuale *disclosure* della società nel conteggio delle riserve certe, devono essere rimosse dallo “*Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows*” e la transazione VPP deve essere registrata come una vendita delle stesse. Lo “*Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows*” è un prospetto che viene richiesto dalla SEC nei bilanci delle società del settore *oil&gas* quotate nel mercato borsistico americano. Il motivo della presenza di questo prospetto nei bilanci delle società è che con esso che viene reso noto agli investitori il *cash flow* netto attualizzato che può derivare da un *asset* di difficile valutazione, ovvero dalle riserve ‘*proved*’. Nel suddetto prospetto il prezzo al quale le riserve saranno valutate non è altro che la media aritmetica del prezzo di vendita degli ultimi 12 mesi e il costo dei fattori si baserà su quelli sostenuti per lo sviluppo e la produzione delle riserve *proved* alla fine di ogni anno assumendo, quindi, la continuazione delle condizioni economiche correnti. Le aliquote fiscali usate ai fini del calcolo saranno pari a quelle correntemente esistenti e il tasso di attualizzazione annuo da applicare sarà pari al 10%.

A personale avviso, lo “*Standardized Measure of Discounted Future Net Cash Flows*” richiesto anche dal SFAS (Statement of Financial Accounting Standards) n. 69 non rappresenta il ‘reale’ valore delle *proved reserves*, perché non tiene conto della variabilità del contesto economico e perché le assunzioni sui prezzi futuri e sui costi si basano esclusivamente su quelli sostenuti alla fine dell'anno precedente. Inoltre bisogna tener

conto che, seppur si tratti di *proved reserves*, è possibile che alcune di esse non siano dimostrabili e la cui estrazione addirittura non abbia mai inizio.

- La produzione destinata a transazioni VPP deve essere segnalata nei dati operativi, nelle note a piè di pagina devono essere identificati i volumi soggetti a VPP in modo tale da permettere agli investitori di calcolare la redditività dell'attività per ogni unità di produzione.

Il pagamento anticipato del VPP verrà trattato come ricavi differiti, quindi come risconto passivo che dovrà essere iscritto nello stato patrimoniale. A conto economico la parte di competenza verrà classificata come normale ricavo di produzione e i costi per le riserve soggette a VPP continueranno a essere imputati tra i normali costi operativi.

### 1.8.3 Il NPI

*Il net profit interest (NPI)* è una quota della produzione lorda, misurata attraverso i profitti netti ottenuti dalla società di E&P in relazione all'attività operativa svolta in un *oil&gas agreement*. È un *interest* non operativo che viene calcolato sottraendo a tutti i ricavi ottenuti dalla gestione di un pozzo, o di determinati pozzi, i relativi costi associati alla produzione. Se il saldo sarà positivo, moltiplicandolo per la quota di NPI detenuta dalla controparte, si otterrà la quota di utile netto che spetterà al proprietario del NPI.

Generalmente il pagamento di questo *interest* avviene in natura monetaria ed ha una durata pari a quella che viene stabilita negli accordi per la gestione operativa dei pozzi. Il NPI è tipicamente calcolato su base mensile.

Mentre un NPI non è considerato un *interest* che sostiene i costi, perché al proprietario NPI non è mai richiesto di finanziare i costi operativi, il proprietario del NPI è tuttavia soggetto al rischio che i costi e le spese relative alla produzione degli idrocarburi possano erodere la quantità di profitti generati, e quindi lo stesso valore del NPI.

Una delle principali aree di negoziazione riguardante un NPI sono quali costi e spese saranno addebitati al conto dei profitti per determinare la base degli utili con i quali sarà pagato il NPI.

I costi che sono tipicamente dedotti dagli utili per calcolare la quota pertinente al NPI sono: le dirette spese di manodopera, le spese di compressione e di raccolta, i costi di

marketing, le spese legali, le imposte, i premi assicurativi e le spese generali. In molti casi sia il venditore NPI che il proprietario NPI stabiliscono che i costi relativi ad alcuni di questi aspetti, come il trasporto e le spese di marketing, possano essere difficili da rintracciare con precisione perché possono essere soggetti a manipolazione del venditore del NPI, ed è per questo che saranno concordati ad un costo fisso mensile.

Fissando tali spese il venditore del NPI è incentivato ad essere il più efficiente possibile nelle suddette operazioni per ottenere un'ulteriore guadagno. Però vi è pur sempre il rischio che i costi che si andranno a sostenere saranno più elevati di quelli concordati, comportando per il venditore del NPI una "perdita".

Generalmente la stessa cosa avviene per i ricavi. I ricavi relativi ai NPI dovrebbero essere unicamente attribuibili alla produzione di petrolio e gas al fine che il NPI mantenga la sua caratterizzazione come un interesse economico di petrolio e gas. Le voci che devono essere tipicamente sottratte sono: i proventi della vendita di attrezzature, materiali, forniture e altri beni personali, proventi di assicurazione e dei ricavi legati alla lavorazione degli idrocarburi.

Nel caso in cui il saldo dell'utile netto sia negativo, in qualsiasi periodo mensile, la perdita è portata in avanti al periodo successivo. Il saldo negativo sarà portato avanti ogni mese fino a quando l'utile diverrà positivo e superiore alle perdite pregresse. Solo in quest'ultimo caso il proprietario del NPI potrà ricevere la sua proporzionale quota.

Il proprietario di un NPI sostiene il rischio che le proprietà interessate all'accordo non contengano le quantità sufficienti di riserve, tali da poter garantire il ritorno da lui sperato. Un modo per limitare questo rischio potrebbe essere quello di limitare l'accordo di NPI a proprietà che contengono *proved reserves*, analizzate attraverso un'adeguata *due diligence* e asseverate da report indipendenti.

C'è da notare che nel caso l'acquirente del NPI detenga una partecipazione molto elevata, il venditore dello stesso *interest* sarà incentivato ad adottare comportamenti di *moral hazard* e a non adottare l'adeguata attenzione e prudenza alle attività operative.

Il proprietario del NPI sosterrà il rischio che la produzione relativa all'accordo non venga venduta a prezzi sufficientemente alti per generare profitti. Al riguardo è possibile mitigare il rischio stabilendo con il venditore del NPI un prezzo fisso al quale valutare

ogni singola unità di produzione per l'intera durata dell'accordo e da qui misurare i ricavi e i profitti sui quali basarsi ai fini della ripartizione delle quote.

## 1.9 I principali rischi e le migliori soluzioni

I principali rischi che possono minare la convenienza di questi tipi di accordi sono:

- *Price volatility*: il prezzo del petrolio è molto volatile, ciò significa che le sue variazioni possono essere molto ampie e alquanto inaspettate rendendo difficile effettuare delle stime. È consigliabile che l'analista faccia una stima del prezzo molto prudente. Ciò vale soprattutto per gli Stati esportatori di petrolio che dovranno intervenire sui conti pubblici ogni qual volta si verificheranno notevoli abbassamenti di prezzo della *commodity*. Pertanto, per l'interesse sia del Governo che del contraente, nel PSC dovrà essere strutturato un sistema di pagamento progressivo tale che, nel caso in cui il prezzo del petrolio salga (e quindi per il contraente la redditività aumenti), anche il governo riceva un aumento degli introiti, e che, al contrario, se il prezzo si abbassi, il contraente non sia tentato di effettuare sottoinvestimenti o da ritirarsi dagli impegni.
- Aumento dei costi: questo si verifica quando il costo di E&P aumenta in modo imprevisto. L'interesse del governo è quello di ottenere un introito più elevato in una condizione più a basso costo. Pertanto, qualora si verifichi un sensibile aumento dei costi, che conseguentemente riduce il *profit oil*, le entrate delle compagnie petrolifere potrebbero risentirne molto ed effetti ci sarebbero anche per le entrate pubbliche, perché il gettito delle imposte sul reddito sarà minore. Questo rischio, per il Paese ospitante, può essere parzialmente attenuato ponendo un limite sulla deducibilità fiscale dei costi sostenuti in un determinato periodo. Per l'impresa la soluzione ideale potrebbe essere quella di vendere NPI.
- Instabilità fiscale /alte aliquote: il governo dovrebbe garantire che vi sia un regime fiscale stabile e soprattutto che il livello di tassazione non raggiunga mai un livello troppo elevato, perché ciò potrebbe danneggiare la fiducia degli investitori e ostacolare gli investimenti nel settore. In assenza di garanzie sulla stabilità del sistema fiscale, potrebbe essere opportuno inserire forme di indennità o incentivi nel contratto che si attivano qualora si verifichi una situazione del genere.

- *No production*/esaurimento della produzione: è possibile che l'obiettivo di produzione programmata non venga raggiunto quando il pozzo non è così capiente come si pensava o quando il tasso di produzione aspettato non viene raggiunto.
- *Corruption problems*: notoriamente i progetti che riguardano i settori energetici richiedono enormi costi di investimento con profittabilità elevate eppure, il più delle volte, le informazioni riguardanti gli accordi e i termini del contratto non sono resi noti o non vengono resi pubblici. In ambito di queste operazioni, a volte, avvengono pagamenti illegali alle rappresentanze del governo. Questa è una pratica per ottenere il favore degli interlocutori e portare più a proprio vantaggio la contrattazione. La conseguenza è che potrebbe non essere scelta l'offerta più vantaggiosa per il Paese ospitante. Questo fenomeno corruttivo è favorito dalla scarsa trasparenza delle amministrazioni dei paesi in questione. I prezzi elevati del petrolio e del gas possono aggravare questo problema in quanto, diventando più redditizio l'ottenimento dell'accordo, l'impresa sarà disposta a pagare tangenti più cospicue agli organi decisionali. In questi casi vi è la necessità di adottare accordi con clausole trasparenti ed oggettive che possono essere facilmente amministrati, come ad esempio, le *royalties*, l'imposta sul reddito ecc.....
- Cause di forza maggiore: in questi casi la soluzione ideale sarebbe quella di sottoscrivere contratti di assicurazione che possono garantire, sotto forma di indennità, almeno il ritorno dei costi sostenuti.

### **1.10 Procedure per mitigare, eliminare o ridurre il rischio**

A causa dell'alta intensità di capitale dei progetti che riguardano l'estrazione e la produzione di petrolio e gas, numerose tecnologie sono utilizzate durante le attività di E&P e sono considerevoli le somme di denaro necessarie per attuare progetti del genere.

Non meno sottovalutabili sono i rischi ai quali queste operazioni sono esposte.

Alcuni eventi possono determinare anche il fallimento dello stesso progetto: ad esempio un pozzo che scoppia durante la perforazione; un incendio o un'esplosione durante un'operazione di produzione; un incidente provocato da elicottero che si trovava in un sito *offshore* ecc...



Pertanto, per il successo dell'attività E&P, questi rischi dovranno essere gestiti al fine di prevenirli per quanto possibile o mitigarne le relative conseguenze.

Il *risk management* è stato definito come il processo che ha lo scopo di aiutare le organizzazioni a comprendere, valutare e agire su tutti i rischi al fine di aumentare le probabilità di successo delle iniziative e ridurre il rischio di fallimento.

Il rischio può nascere nelle diverse fasi di organizzazione d'attività; dalla progettazione, alla costruzione e gestione.

Per garantire che le cose vadano secondo le previsioni si dovrebbe rispettare la seguente procedura di gestione del rischio;

1. comprensione e individuazione degli eventi negativi che potrebbero verificarsi nel funzionamento;
2. analizzare le conseguenze che il rischio potrebbe comportare;
3. stimare e valutare il rischio al fine di minimizzare le negative conseguenze di un'eventuale *failure*;
4. sviluppare una risposta strutturata per evitare il fallimento dell'operazione;
5. monitorare e rivedere i rischi e l'ambiente di rischio regolarmente;
6. mantenere continua comunicazione e consultazione tra tutti i soggetti coinvolti e attenzione alle prestazioni.

## **1.11 La ‘maledizione’ del petrolio**

Il sottosviluppo sofferto da alcune nazioni ricche di greggio ha dato origine alla teoria della ‘maledizione’ del petrolio. Joseph Stiglitz, premio Nobel per l'economia nel 2001, e Jeffrey Sachs, economista e direttore dell'Earth Institute alla Columbia University, sono alcuni dei principali interpreti di questa teoria. La stragrande maggioranza dei Paesi che detengono un vantaggio “minerario” hanno delle economie “fragili”, poco solide, incapaci di sostenere una crescita continua e sostenibile nel tempo; queste Nazioni sono facilmente soggette a involuzioni economiche, sociali e ambientali. I ritmi di crescita di questi Paesi sono paradossalmente inferiori ai loro omologhi privi – quasi o del tutto – di

risorse. Una conferma arriva da una ricerca condotta dal McKinsey Global Institute (MGI), secondo la quale l'80% delle economie che dipendono dallo sfruttamento del sottosuolo hanno un reddito pro-capite sotto la media mondiale e più del 50% di esse non sono riuscite ad uguagliare la crescita del resto del mondo negli ultimi 20 anni.

Gli effetti sono una povertà diffusa nelle regioni ed enormi disuguaglianze sociali.

Le cause di questa “maledizione” sono essenzialmente quattro:

- La concentrazione di risorse sia umane che economiche nello sfruttamento del sottosuolo. Ciò comporta un danneggiamento per gli altri settori industriali, poiché gli investimenti e i capitali sia pubblici che privati si spostano in questo nuovo mercato, indebolendo il tessuto industriale e rendendo la stessa economia troppo legata all'andamento degli idrocarburi. Quindi gli effetti negativi sarebbero direttamente avvertibili nel settore agricolo e turistico nelle zone in cui avverrebbero le estrazioni, e indirettamente in tutti gli altri settori.
- Particolare importanza assumono le forti disparità sociali, la diffusa miseria, l'elevata corruzione e la scarsa efficienza delle amministrazioni pubbliche di questi Paesi. La presenza di giacimenti è una manna dal cielo, il possesso di zone ricche di risorse minerali non è frutto di alcun particolare merito. Queste risorse rappresentano una rendita, ed è proprio per l'assegnazione di questa rendita che si generano conflitti ed ingiustizie, con le *lobby* più forti che si appropriano delle quote più consistenti. In un simile contesto è molto difficile che la meritocrazia riesca a sostituirsi alla corruzione e alle ingiustizie.
- Il terzo punto è squisitamente finanziario: le esportazioni di materie prime tendono ad apprezzare la valuta locale penalizzando le esportazioni dei prodotti delle altre industrie. Al riguardo è doveroso far riferimento alla cosiddetta “sindrome olandese”. La “sindrome olandese” è un termine usato per descrivere gli effetti che si possono avere in un paese ove viene scoperta una grande quantità di risorse naturali. Questo termine è stato coniato dopo quanto è avvenuto nei Paesi Bassi nel 1960, a seguito della scoperta di grandi quantità di gas naturale. Il boom delle materie prime (gas naturale) aveva dato una bella spinta al PIL nazionale ma il conseguente rafforzamento del fiorino aveva finito per “azzoppare” la produzione industriale dei settori legati all'esportazione, rendendo così il settore manifatturiero meno competitivo; il risultato fu che

contemporaneamente aumentavano le importazioni ma diminuivano le esportazioni generando una bilancia commerciale negativa ed un peggioramento della situazione macroeconomica del Paese.

- L'abbondanza di petrolio non permette di raggiungere il mix energetico ideale, in quanto lo Stato è portato ad utilizzare il petrolio anche nel caso in cui può risultare più conveniente l'uso di altre risorse. Ciò scoraggia gli investimenti in efficienza energetica e nelle tecnologie a basse emissioni inquinanti. Inoltre, i governi obbligano le compagnie di Stato a concedere forti sconti sul prezzo dei carburanti consumati entro i confini nazionali, rendendo antieconomica la vendita dei suddetti prodotti e danneggiando la redditività delle stesse compagnie.

Le strategie chiave, per risolvere questa “maledizione” possono essere;

- *Stimulation in other industries and development educational system*: creare sistemi di incentivazione, con particolare attenzione alla R&S, e programmi industriali per i settori che non potranno godere dell'indotto generato dall'industria petrolifera, ma soprattutto piani di sviluppo nel sistema scolastico.
- *Transparency in revenues (accountability)*: libero accesso alle informazioni per quanto riguarda i pagamenti aziendali e le entrate pubbliche di petrolio e gas.

L'ideale sarebbe non solo quella di rendere la PA trasparente, ma anche adeguare le NOCs alle *best practices* della *corporate governance* (alcune di esse, con l'apertura dei capitali ai privati, si sono adeguate ad alcuni standard ma si potrebbe fare di meglio).

- *Investment in energy efficiency and low-carbon technologies*; effettuando investimenti in efficienza energetica, non solo aumentando l'attività in ricerca e sviluppo (R&S), ma anche richiedendo più alti standard ambientali e sociali per lo svolgimento di attività estrattive. In questo modo il mix energetico non si baserà esclusivamente sulle attività di *oil&gas* comportando anche minori danni all'ambiente.

Questa “maledizione del petrolio” dà i suoi peggiori effetti quando il prezzo della *commodity* è particolarmente basso, come dimostra l'attuale caso dell'Arabia Saudita che, secondo le stime del FMI, a fine 2015 avrà un deficit pari al 20% del PIL, contro il 2.3% registrato nel 2014. Una spesa pubblica aumentata enormemente che ha

permesso al PIL<sup>7</sup> di non subire troppe variazioni rispetto alle previsioni, ma che ha comportato una drastica diminuzione delle riserve valutarie. Per il prossimo anno (2016) si prevedono tempi duri per la monarchia araba che dovrà giocoforza diminuire la spesa pubblica. Al momento sono stati previsti tagli alle spese dei ministeri e di altri organismi statali. I tagli saranno concentrati nell'istruzione, sanità e stato sociale e saranno accompagnati dalla privatizzazione di diversi settori dell'economia (si parla addirittura di una parziale privatizzazione della Saudi-Aramco) e dall'introduzione di nuove tasse.

---

<sup>7</sup> Il motivo dell'aumento enorme della spesa pubblica nel 2015 non è dovuto a scelte puramente economiche, bensì da pura *captatio benevolentia*, in quanto quest'anno (2015) il re Salaman è salito al potere e, in occasione della sua ascesa al trono, ha deciso di aumentare stipendi e sussidi nei confronti della popolazione. Una delle misure più dispendiose è stata la concessione di due mensilità extra a tutti i dipendenti pubblici e ai pensionati del settore pubblico e privato.

## CAPITOLO II

### ANALISI DEL MODELLO DI BUSINESS E DEI PRINCIPI CONTABILI SPECIFICI DELL'IMPRESA

#### 2.1 Le differenze strategiche tra le NOCs e le IOCs

##### 2.1.1 Le IOCs

Riprendendo le diverse tipologie di imprese delineate nel capitolo precedente, si andrà più nello specifico sulle diverse strategie, nonché sulle relazioni che vi sono tra le IOCs e le NOCs.

In breve, nella fase *upstream* le IOCs hanno una strategia mirata alla ricerca di nuove opportunità e accesso, mentre la maggior parte delle NOCs si concentrano sullo sfruttamento dei giacimenti che già detengono. Spesso le NOCs hanno lacune di tipo tecnico e tecnologico e scarso *know-how*. Queste caratteristiche le rendono per certi versi “complementari” nell’attività visto che le prime detengono *know-how* e tecnologie mentre le seconde la titolarità delle risorse. Tuttavia all’interno delle stesse categorie è possibile riscontrare delle diverse finalità e/o obiettivi riassumibili nella seguente tabella:

### IOCs Seek

- Returns on invested capital that meet shareholder expectations
- Long-term growth in income
- Access to reserves and reserve replacements
- Partnerships with NOCs and other IOCs
- Safe and environmentally responsible operations
- Efficient and disciplined management
- Strong corporate reputation
- Proprietary technology
- Talented employees
- Minimal political involvement

### Level III NOCs Seek (e.g., Petronas, Petrobras, Statoil)

- Control over their domestic reserves
- Domestic employment
- International expansion
- Integration across the value chain
- Return on invested capital that meets various stakeholder expectations
- Safe and environmentally responsible operations
- Efficient and disciplined management
- Partnerships with IOCs
- Proprietary technology

### Level II NOCs Seek (e.g., Sonagol, NNPC)

- Control over domestic reserves
- Domestic employment
- Sufficient cash flow to provide a significant share of government revenues
- Social contributions for the nation
- Access to technology from partners and contractors
- Partnerships with IOCs (but limited to contracting if possible)
- Improved efficiency and management know-how

### Level I NOCs Seek (e.g., Trinidad and Tobago, Brunei)

- Control over their domestic reserves
- Domestic employment
- Sufficient cash flow to provide a significant share of government revenues
- Social contributions for the nation
- IOCs as operators
- Improved efficiency and management know-how

### Resource-Poor NOCs Seek (China, India)

- Control over their domestic reserves
- Long-term domestic energy security
- Access to reserves globally
- International expansion
- Breakeven returns on invested capital
- Proprietary technology
- Partnerships with IOCs in international projects
- Improved efficiency and management know-how

Le IOCs, essendo società quotate in mercati regolamentati, sono società che, diversamente dalle NOCs, non solo cercano di soddisfare appieno le aspettative di ritorno degli *shareholders*, ma prestano anche molta attenzione alla *corporate governance* e alla *corporate social responsibility*.

Una buona *corporate governance* è ricercata per incrementare la reputazione dell'impresa nel mercato e per garantire che tutte le attività siano svolte nell'osservanza delle leggi e nel rispetto degli interessi legittimi di azionisti, dipendenti, fornitori, clienti, partner commerciali e finanziari.

Altra differenza sostanziale la troviamo nella *mission* in quanto, mentre le NOCs hanno molte volte dei fini pubblicistici e sono emanazione diretta dei rispettivi Stati, le IOCs mirano sostanzialmente a creare valore nel lungo periodo.

### 2.1.2 Le NOCs

Le NOCs possono prendere molte forme e seguire diversi ruoli a seconda delle caratteristiche del loro governo e del loro paese di origine. Come già detto, la maggior parte delle NOCs esiste per controllare e gestire il petrolio e il gas di un Paese, ciò nonostante esistono anche NOCs di Nazione povere di queste risorse (come l'India e la Cina). Questi tipi di NOCs esistono per gestire le esigenze di sicurezza energetica dei loro paesi in modo da soddisfare i fabbisogni energetici interni e diminuire la dipendenza da entità straniere (più in generale si può parlare di sviluppo di politiche energetiche).

Al di là di queste realtà appena descritte è possibile dividere le NOCs in tre diverse categorie; alla prima rientrano quelle molto piccole dotate di scarso capitale e competenze in esplorazione, sviluppo e produzione. Il loro scopo è quello di raccogliere canoni e *royalties* dalle imprese estere che sfrutteranno i giacimenti del paese d'origine. Questi tipi di NOCs sono caratterizzate anche dal fatto che hanno un'attività geografica molto limitata e sono individuabili in paesi come Trinidad e Tobago, Guinea Equatoriale ecc...

La seconda categoria di NOCs è sicuramente più attiva della precedente nella fase di sviluppo per le attività *oil&gas*. In questo caso le NOCs effettuano *partnership* con le imprese estere e svolgono anche attività più a valle della filiera, fornendo quindi prodotti e servizi nel *midstream* e *downstream*. Le NOCs di questa categoria sono molto simili alle compagnie petrolifere indipendenti; esempi del genere sono la Sonangol e la Qatargas.

Alla terza categoria rientrano quelle NOCs che svolgono attività anche fuori dal proprio paese d'origine. Le società appartenenti a questa categoria sono notevolmente più sviluppate delle altre, sono dotate di maggiori capitali e competono geograficamente in diversi mercati. Compagnie del genere sono: la Petrobras, Petronas e la Statoil. L'Aramco, che è la società leader al mondo per riserve petrolifere, è sulla buona strada per diventare come queste ultime e negli ultimi anni ha investito molto nel *downstream* del settore.

Per quanto riguarda la Pemex, che è la più grande impresa industriale messicana ed è uno dei maggiori produttori di petrolio al mondo, al momento non è possibile al momento inquadrala in nessuna delle tre categorie. Fino all'anno scorso (ovvero nel 2014), grazie al monopolio di stato, la Pemex era l'unica società che operava nel settore in Messico ma,

con l'attuazione della riforma del settore degli idrocarburi avvenuta nell'agosto 2014 che ha comportato la liberalizzazione dell'intero settore energetico, le cose stanno cambiando. Difatti la vera novità della riforma è rappresentata dalla promozione della libera concorrenza tra le aziende pubbliche e private per ciò che concerne l'esplorazione, la produzione e la trasformazione delle risorse. L'unica linea di business del settore che non è stata riformata è stata la vendita al dettaglio di carburante. Essendo la Pemex interamente di proprietà pubblica, è molto probabile che focalizzerà le proprie attività nel *downstream* del settore e, probabilmente, proverà ad intraprendere un percorso di internazionalizzazione visto anche gli accordi che ha stipulato con la società Galp avvenuti nello stesso periodo di approvazione della riforma (in particolare Pemex e Galp hanno firmato un accordo che, secondo Peña Nieto, permetterà alla società messicana di avvalersi del livello tecnologico di quella portoghese per ottenere maggior capacità ed essere più competitiva. Pubblicamente non si conoscono i contenuti del partenariato ma l'azienda petrolifera portoghese compie attività di esplorazione ed estrazione di idrocarburi in tre Paesi lusofoni: Angola, Brasile e Mozambico e sta cercando di espandersi in altri. Galp non rientra nel novero dei conglomerati petroliferi leader di scala mondiale ma è possibile che, attraverso l'accordo, la società trovi qualche opportunità interessante nel settore petrolifero messicano).

Una delle più importanti NOCs che per certi versi si può classificare nella terza categoria è Gazprom. La *mission* di Gazprom è quella di diventare il leader mondiale nell'energia. Gazprom è una società che non solo ha diversificato nelle sue attività operative ma che è diventata una vera e propria holding finanziaria avendo partecipazioni in diverse società: come banche, assicurazioni, media e costruzioni.

Gazprom, al momento, non vive un momento felice, non solo per via del prezzo della *commodity* basso, ma anche per l'embargo subito dalla Russia per la questione Ucraina, che ha comportato nei mesi precedenti una forte svalutazione del rublo rispetto alle valute più importanti. L'embargo ha comportato il divieto, per alcune delle principali società russe (tra le quali appunto Gazprom), di finanziarsi sui mercati occidentali. Questa limitazione ha di fatto chiuso la maggior parte dei canali di finanziamento che venivano usati dalla società, con l'effetto che saranno costrette a versare tassi di interesse più alti.

Altro aspetto che ha indebolito la struttura finanziaria di Gazprom è stata la forte svalutazione subita dal rublo che ha determinato un peggioramento della situazione



debitoria poichè la maggioranza dei debiti finanziari contratti dalla società sono in valuta estera, come si può valutare dal documento qui sotto.

8

### 13 LONG-TERM BORROWINGS, PROMISSORY NOTES

	Currency	Final Maturity	30 June 2015	31 December 2014
Long-term borrowings and promissory notes payable to:				
Loan participation notes issued in April 2009 <sup>1</sup>	US Dollar	2019	127,112	128,793
Mizuho Bank Ltd. <sup>2</sup>	US Dollar	2019	119,454	121,037
Loan participation notes issued in July 2012 <sup>1</sup>	Euro	2017	87,086	98,554
Loan participation notes issued in September 2012 <sup>3</sup>	US Dollar	2022	84,309	85,424
Loan participation notes issued in November 2013 <sup>3</sup>	US Dollar	2023	83,744	84,851
Loan participation notes issued in October 2007 <sup>1</sup>	Euro	2018	75,668	86,790
Loan participation notes issued in November 2006 <sup>1</sup>	US Dollar	2016	75,462	76,460
Loan participation notes issued in March 2007 <sup>1</sup>	US Dollar	2022	73,669	74,644
Loan participation notes issued in August 2007 <sup>1</sup>	US Dollar	2037	71,302	72,245
Loan participation notes issued in April 2004 <sup>1</sup>	US Dollar	2034	67,634	68,528
Loan participation notes issued in April 2008 <sup>1</sup>	US Dollar	2018	62,182	63,004
Loan participation notes issued in March 2013 <sup>1</sup>	Euro	2020	62,109	70,164
Loan participation notes issued in July 2013 <sup>1</sup>	Euro	2018	57,282	62,506
Loan participation notes issued in July 2012 <sup>1</sup>	US Dollar	2022	56,761	57,512
Loan participation notes issued in November 2011 <sup>1</sup>	US Dollar	2016	55,814	56,552
Loan participation notes issued in November 2010 <sup>1</sup>	US Dollar	2015	55,775	56,513
Loan participation notes issued in February 2013 <sup>1</sup>	US Dollar	2028	50,968	51,642
Loan participation notes issued in February 2014 <sup>1</sup>	Euro	2021	46,709	52,819
Loan participation notes issued in April 2013 <sup>3</sup>	Euro	2018	46,378	52,277
Loan participation notes issued in February 2013 <sup>1</sup>	US Dollar	2020	45,108	45,705
Loan participation notes issued in November 2014 <sup>1</sup>	US Dollar	2015	39,094	39,621
Commerzbank International S.A.	US Dollar	2018	38,867	39,381
Loan participation notes issued in September 2013 <sup>1</sup>	British Pound Sterling	2020	37,208	41,334
Loan participation notes issued in November 2011 <sup>1</sup>	US Dollar	2021	34,192	34,644
Loan participation notes issued in March 2007 <sup>1</sup>	Euro	2017	31,865	34,477
Loan participation notes issued in November 2006 <sup>1</sup>	Euro	2017	31,197	35,542
Loan participation notes issued in March 2013 <sup>1</sup>	Euro	2025	31,135	35,340
Loan participation notes issued in October 2013 <sup>1</sup>	Swiss Franc	2019	30,154	28,637

### 2.1.3 Le NOCs cinesi

Sinopec, China National Petroleum Corporation (PetroChina), e Chinese National Offshore Oil Corporation (CNOOC) sono le tre NOCs (cinesi) che controllano la produzione di petrolio e gas nel mercato cinese e quasi tutte le operazioni connesse. Sinopec e PetroChina sono le più grandi in termini di operazioni, dipendenti e capitalizzazione di mercato. Sinopec e PetroChina hanno un comportamento strategico

<sup>8</sup> La tabella è stata estratta dall'informativa finanziaria del secondo quadrimestre 2015 pubblicata dalla Gazprom, i dati sono espressi in milioni di rubli.

molto aggressivo e sembrano intenzionate a diventare delle aziende petrolifere globali e integrate, simili alle IOCs.

Nonostante PetroChina e Sinopec siano quotate nei mercati, l'intera dirigenza è espressione dello Stato e quindi legata al partito di governo. Il governo è l'azionista di maggioranza della aziende ed è chiaro che le imprese svolgono un ruolo chiave per la sicurezza energetica della Cina. Lo Stato fornisce l'accesso al capitale a basso costo, controlla il commercio all'ingrosso e i prezzi del petrolio al dettaglio. Il Governo, tra l'altro, non permette la competizione a monte e a valle del settore nel mercato interno.

A differenza delle NOCs ricche di risorse minerarie, Sinopec e PetroChina strategicamente assomigliano più alle IOCs. Infatti il loro obiettivo principale è trovare riserve oltre i confini del Paese ma, a differenza delle IOCs, si spingono ad operare persino in ambienti difficili come il Sudan e l'Iran.

Nonostante siano denotate da un facile accesso al capitale, tutte e tre le NOCs cinesi hanno inefficienze di produzione e di funzionamento simili a quelli riscontrabili in molte delle NOCs ricche di risorse. Infatti le NOCs il più delle volte non si sono sviluppate seguendo una logica di efficienza produttiva e ancora oggi alcune di esse sono in ritardo nell'attivazione di tecnologie. Ciò è dovuto al fatto che sono organizzazioni strutturate più su obiettivi e compiacenze politiche che sul perseguimento di una gestione efficiente dei giacimenti.

Se la Cina consentisse una vera concorrenza e piena privatizzazione delle compagnie petrolifere e del gas, il paese sarebbe probabilmente servito meglio in termini di allocazione del capitale e sviluppo di progetti *oil & gas*. Tuttavia un mercato competitivo potrebbe essere in conflitto con gli obiettivi energetici dello Stato.

#### **2.1.4 Le criticità delle NOCs**

Il settore *oil&gas* è caratterizzato da un uso intensivo del capitale, quindi elemento critico per lo sviluppo delle società è la capacità di reperire capitali, in special modo per le NOCs che hanno l'obiettivo di internazionalizzarsi ed espandere la propria attività operativa al di fuori dei confini nazionali.

Quando i tempi sono "buoni", ovvero quando il prezzo della *commodity* è alto e anche la domanda della risorsa è piuttosto alta, per le NOCs non vi sono particolari problemi nel

reperire i capitali mentre le difficoltà si palesano quando si verificano situazioni come quella attuale dove, con un prezzo della *commodity* così basso, vi è difficoltà per gli agenti economici del settore raggiungere il *break-even point* e ottenere margini di profitto.

Le poche NOCs che non hanno questa particolare difficoltà sono le NOCs cinesi, la Statoil e, fino a un po' di tempo fa, la Petrobras. Con riferimento a queste ultime due dobbiamo dire che, grazie ai loro eccellenti risultati ottenuti negli anni precedenti, erano riuscite a creare una buona reputazione sui mercati (anche se per la Petrobras ora le cose sono sensibilmente cambiate).

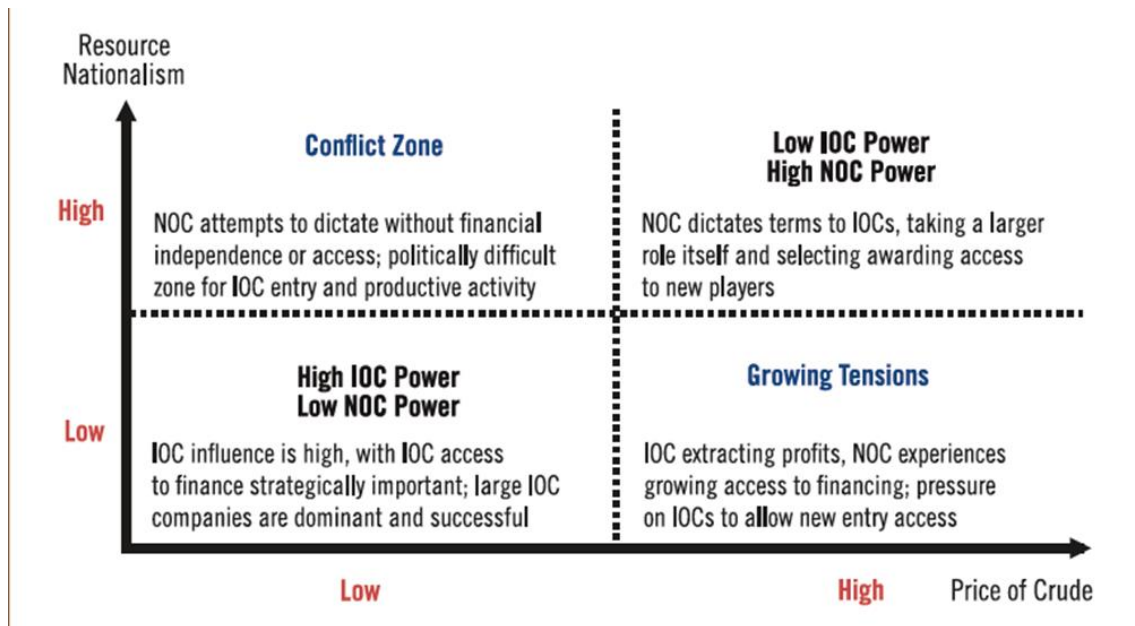
Una soluzione per le NOCs che soffrono particolarmente in situazioni del genere potrebbe essere quello di attuare quantomeno una parziale privatizzazione della società che servirebbe a raccogliere capitali e a cambiare la *mission* e la strategia dell'azienda, attuando una maggior efficienza della NOC nell'organizzazione e nelle procedure<sup>9</sup>. Altra soluzione ancora potrebbe essere quella di smettere di orientare i proventi petroliferi in iniziative interne e di carattere sociale o investimenti di pura natura finanziaria ma destinarli in investimenti tecnici ed in R&S, in modo da recuperare in parte le lacune tecniche e soprattutto per incrementare la redditività futura.

#### **2.1.4 I rapporti tra le NOCs e le IOCs**

Tra le NOCs e le IOCs abbiamo detto che spesso possono esservi accordi circa lo sfruttamento di un pozzo petrolifero. L'aspetto negoziale è uno dei risvolti più interessanti poiché i rapporti di forza tra le parti possono essere determinati da variabili esterne, tra quali il prezzo del greggio. Infatti, quando i prezzi del greggio sono particolarmente bassi, per i governi nazionali vi sono minori entrate dalla materia prima e una contrazione degli investimenti nel luogo, che determinano un notevole indebolimento della forza negoziale delle NOCs. Nel grafico seguente vengono raffigurate le possibili situazioni che si possono generare tra gli operatori del mercato al variare del prezzo del petrolio e della nazionalizzazione delle risorse.

---

<sup>9</sup> Una soluzione che è stata fatta ventilare agli inizi di quest'anno per la Saudi-Aramco. Al riguardo, contando che detiene la totalità delle riserve petrolifere saudite (pari a 260 miliardi di barile), con una stima molto conservativa del prezzo di un barile di petrolio pari a \$10 Bloomberg indica in 2500 miliardi di dollari la possibile valutazione di Aramco (ben al di sopra di quella di Apple, pari a 534 mld di dollari), potendo diventare così la prima società per capitalizzazione.



Se il livello di nazionalizzazione delle risorse è molto elevato, per le IOCs, in generale, non sarà facile operare nella regione in particolar modo quando il prezzo del petrolio è basso. Ciò è dovuto al fatto che la NOC, nonostante non abbia i capitali disponibili per dare vita ai progetti, vorrà dettare le proprie condizioni alla IOC che vorrebbe maggiori libertà e garanzie politiche ma, soprattutto, vorrebbe che la NOC abbassasse notevolmente le proprie pretese perché il prezzo della *commodity* basso limita i margini di guadagno. In questo caso la IOC, non vedendo un così lauto guadagno, sarà meno propensa ad effettuare investimenti alle condizioni iniziali poste dalla NOC.

La situazione sarebbe molto differente nel caso in cui il prezzo del greggio fosse molto alto. Questo perché con un prezzo della *commodity* molto alto, la IOC otterrebbe maggiori introiti e più facilmente sarebbe disposta ad accettare le condizioni poste dalla NOC che però non avrebbe difficoltà a reperire capitali e potrebbe decidere di operare anche da sola. In queste situazioni le NOCs possono decidere di avanzare maggiori pretese data la possibilità di scelta che hanno a disposizione.

Al contrario, se il livello di nazionalizzazione delle risorse è basso, maggiore potere contrattuale avranno le IOCs. Se contestualmente il prezzo del greggio sarà basso, le NOCs avranno molta difficoltà a raccogliere capitali e quindi ad operare; ciò potrà favorire le IOCs che operano nella regione interessata. Nel caso in cui, invece, il prezzo della *commodity* sia alto, le NOCs godranno di una maggiore disponibilità di capitali e vi sarà competizione tra le IOCs e le NOCs, con le prime avvantaggiate in quanto abituate a competere in queste situazioni con gli altri *player*.

### **2.1.5 Le imprese indipendenti della fase *upstream***

Ma oltre alle più grandi realtà molto integrate (IOCs) e alle imprese di appartenenza del pubblico (NOCs), nel settore *oil&gas* vi sono anche realtà più piccole di imprese indipendenti che si specializzano in specifiche fasi della catena del valore. Si tratta di quelle imprese che competono esclusivamente nel settore E&P (fase a monte) o nel settore della raffinazione e del marketing (a valle).

Attraverso l'integrazione e la diversificazione le IOCs riescono a ridurre il rischio perché in questo modo riescono a controllare la filiera del settore. Alcuni analisti sostengono che le imprese indipendenti di E&P siano svantaggiate perché esse per finanziare la propria crescita hanno bisogno di continui flussi di cassa. Quando la domanda e il prezzo dei prodotti petroliferi sono al massimo queste imprese ottengono maggiori profitti, purtroppo però anche alcuni costi dei fattori aumentano: ad esempio le *royalties*, le spese per gli impianti di perforazione e il maggior personale necessario per le operazioni.

Quindi le imprese indipendenti non possono aspettare i cicli nei quali si abbassino i costi di sviluppo e, generalmente, non riescono ad avere un buon cash-flow quando i prezzi del petrolio si abbassano.

A differenza delle imprese di E&P indipendenti le IOCs, avendo una serie di attività diversificate, possono aspettare i cicli più favorevoli, ovvero aspettare che passi la frenesia speculativa e tornare ad operare nel momento in cui la situazione sarà più favorevole.

Le imprese indipendenti, invece, non possono avere un approccio così conservatore perché, il più delle volte, i flussi di cassa provengono da progetti concentrati nella fase *upstream* o *downstream* e dovranno continuare ad operare anche se si troveranno in una fase di ciclo avversa.

Tuttavia questo modo di operare nel settore E&P ha reso diverse IOCs più conservatrici e sviluppato culture avverse al rischio.

Infatti, durante l'ascesa del prezzo della *commodity* tra il 2004 e il 2007, le grandi IOCs sono state accusate di essere state troppo caute con i loro investimenti in E&P. Infatti, in quel periodo, sono state le imprese indipendenti ad investire molto nelle attività E&P

assumendo i rischi che le IOCs avevano evitato. Questo perché le maggiori imprese petrolifere hanno destinato cospicue risorse a piani di riacquisto di azioni e alla distribuzione di lauti dividendi ed effettuando meno investimenti nelle attività di ricerca e perforazione.

In buona sostanza le grandi IOCs negli anni precedenti hanno preferito spremere fino all'ultima goccia i giacimenti esistenti, piuttosto che investire nelle fasi più rischiose.

Quindi possiamo notare che:

- 1) Le IOCs hanno più di un secolo di esperienza nei cicli di petrolio e hanno un portafoglio di attività molto diversificato.
- 2) Ci sono molte imprese di E&P indipendenti di successo e ben gestite che, sebbene storicamente non adoperino da così tanto tempo come le IOCs, fanno una forte concorrenza alle IOCs stesse.
- 3) Il settore petrolifero è caratterizzato da cicli e, a prescindere dal suo andamento, le società ben gestite riescono sempre ad avere un andamento positivo.
- 4) Le imprese indipendenti fanno spesso operazioni più rischiose rispetto alle IOCs.

### **2.1.6 Le imprese indipendenti della fase *downstream***

Si dice spesso che le IOCs, a differenza delle imprese indipendenti, abbiano una sorta di "copertura naturale" contro le forti variazioni di prezzo dei prodotti che dovranno essere poi raffinati, questo perché sono molto integrate verticalmente. Al contrario le società indipendenti nel *downstream* sono esposte al rischio di un aumento dei costi del greggio e di una caduta dei prezzi dei prodotti raffinati, fattori che comportano una caduta dei margini di profitto.

Le IOCs svolgono, come detto, molteplici attività nella filiera eppure, molto spesso, acquistano e vendono greggio dagli altri raffinatori. Se guardiamo ExxonMobil, che in termini di raffinazione è la maggiore impresa del settore, notiamo che la sua capacità di raffinazione è maggiore di almeno due volte la sua capacità di produzione. Ciò significa che, se anche raffinasse tutta la sua produzione di greggio, dovrebbe ancora comprare greggio per far funzionare a pieno regime le proprie raffinerie. È quindi probabile che il vantaggio principale che le IOCs hanno sulle raffinerie *stand-alone* (o indipendenti) è che

l'integrazione tra raffinazione e attività a monte permette alle IOCs di ridurre al minimo gli effetti ciclici nel breve termine in ogni ramo del *business*.

### World's Largest Refiners

Rank by Capacity <sup>1</sup>	Company	Crude Capacity, Thousand Barrels per Calendar Day
1	<a href="#">Exxon Mobil Corporation</a> (United States)	5,589
2	<a href="#">Royal Dutch/Shell</a> (Netherlands)	4,109
3	<a href="#">Sinopec</a> (China)	3,971
4	<a href="#">BP PLC</a> (United Kingdom)	2,859
5	<a href="#">Saudi Arabian Oil Company</a> (Saudi Arabia)	2,852
6	<a href="#">Valero Energy Corporation</a> (United States)	2,777
7	<a href="#">Petroleos de Venezuela.S.A.</a> (Venezuela)	2,678
8	<a href="#">China National Petroleum Company</a> (China)	2,675
9	<a href="#">Chevron Corp.</a> (United States)	2,540
10	<a href="#">Phillips 66</a> (United States)	2,514
11	<a href="#">Total SA</a> (France)	2,304
12	<a href="#">Petroleo Brasileiro S.A.</a> (Brazil)	1,997
13	<a href="#">Marathon Oil Corp.</a> (United States)	1,714
14	<a href="#">Petroleos Mexicanos</a> (Mexico)	1,703
15	<a href="#">National Iranian Oil Company</a> (Iran)	1,451
16	<a href="#">JX Nippon Oil &amp; Energy Corp.</a> (Japan)	1,423
17	<a href="#">Rosneft</a> (Russia)	1,293
18	<a href="#">OAO Lukoil</a> (Russia)	1,217
19	<a href="#">SK Innovation</a> (South Korea)	1,115
20	<a href="#">Repsol YPF S.A.</a> (Spain)	1,105
21	<a href="#">Kuwait National Petroleum Corporation</a> (Kuwait)	1,085
22	<a href="#">Pertamina</a> (Indonesia)	993
23	<a href="#">Agip Petroli SpA</a> (Italy)	904
24	<a href="#">Flint Hills Resources</a>	714
25	<a href="#">Sunoco Inc.</a> (United States)	505

10

<sup>10</sup> I dati sono aggiornati al gennaio 2014 ed è estratto da [www.petrostrategies.org](http://www.petrostrategies.org)

TOP 50 AND RANKINGS IN SIX OPERATIONAL CRITERIA										
Company	Output				Reserves				Product Sales	
	Liquids ('000 b/d) Rank	Volume	Gas ('MMcf/d) Rank	Volume	Liquids (million bbl) Rank	Volume	Gas (Bcf) Rank	Volume	Rank	Volume
Saudi Aramco	1	9,988	4	10,700	2	260,200	5	284,800	7	3,158
NIOC	2	3,690	2	15,486	3	157,000	1	1,187,279	11	2,427
ExxonMobil	9	2,185	3	12,322	12	12,816	12	74,091	2	6,174
CNPC	4	3,050	7	9,047	8	24,003	10	106,498	12	2,342
PDV	6	2,905	16	4,456	1	297,735	6	196,409	14	2,182
BP	11	2,056	9	7,393	16	10,050	16	40,305	3	5,657
Royal Dutch Shell	16	1,633	6	9,449	23	6,196	15	42,792	1	6,235
Gazprom	24	930	1	47,050	18	9,879	2	674,230	23	1,018
Chevron	14	1,764	13	5,071	21	6,481	23	29,195	9	2,765
Total	20	1,220	10	5,880	26	5,685	22	30,877	5	3,403
KPC	3	3,145	35	1,748	5	101,567	13	64,601	19	1,181
Pemex	7	2,877	17	4,262	13	11,424	33	12,713	15	1,708
Petrobras	10	2,126	24	2,832	15	10,962	35	11,603	6	3,356
Sonatrach	17	1,472	8	7,617	14	11,300	7	159,100	27	802
Lukoil	13	1,850	34	1,920	11	13,381	24	23,487	13	2,269
Rosneft	8	2,439	39	1,581	10	18,328	21	35,032	20	1,116
QP	15	1,761	5	9,880	17	10,038	3	646,149	30	591
Adnoc	12	2,002	26	2,700	6	55,130	9	121,316	38	430
Sinopec	25	899	37	1,638	35	2,843	47	6,730	4	3,548
Petronas	33	515	11	5,586	34	3,199	18	36,672	26	814
Eni	26	882	19	4,118	33	3,350	25	20,957	35	489
INOC*	5	2,942	91	77	4	150,000	8	126,700	31	589
NNPC	18	1,257	31	2,394	9	19,344	11	103,740	59	117
EGPC	37	462	27	2,636	41	2,150	19	35,849	28	744
Statoil	23	966	14	5,034	38	2,389	29	17,027	47	301
Surgutneftegas	19	1,230	48	1,183	19	9,445	28	17,602	39	402
TNK-BP <sup>†</sup>	27	877	56	810	22	6,228	42	8,765	44	350
ONGC	30	612	25	2,733	29	3,723	32	15,941	53	193
Pertamina	54	197	41	1,543	47	1,427	36	11,531	21	1,113
Libya NOC	22	1,018	84	261	7	32,970	17	40,125	54	170
ConocoPhillips	28	871	18	4,245	27	5,373	26	19,614	—	—
CNOOC	21	1,041	38	1,586	40	2,181	48	6,005	49	287
Kazmunaigas	39	428	74	533	25	5,788	30	17,007	50	284
PDO	38	451	33	2,230	36	2,751	31	16,758	—	—
Socar	57	166	66	668	32	3,500	27	18,000	58	126
Repsol	63	142	51	1,071	68	428	53	4,860	24	858

11

Questo perché al di là del prezzo del greggio e di quella che può essere l'offerta di petrolio in un determinato momento, la domanda di petrolio risente pur sempre di una certa stagionalità. Il motivo per cui le imprese molto integrate verticalmente hanno un settore *downstream* con una capacità di raffinazione di gran lunga maggiore di quella produttiva, è dovuto al fatto che in determinati periodi dell'anno c'è una maggiore domanda di petrolio che spinge, per breve tempo, il prezzo più in alto.

<sup>11</sup> Il dato è aggiornato al gennaio 2014 ed è estratto da PIW.



Alcuni analisti sostengono che, a differenza di una IOC, un raffinatore indipendente senza alcun legame con la fase a monte della filiera può operare con maggiore flessibilità. Alcuni fanno un ulteriore passo avanti: senza legami di marketing e altre divisioni della società, il raffinatore può operare come un raffinatore commerciale puro, ovvero acquistare greggio da qualsiasi fornitore e vendere il prodotto raffinato a qualsiasi cliente.

L'assenza di vincoli a monte o di marketing crea flessibilità e il potenziale per una risposta rapida ai cambiamenti del mercato; inoltre un altro vantaggio per le imprese indipendenti è che non dovranno spendere risorse per l'ottimizzazione dell'intera catena del valore.

Una IOC, invece, dovrà ottimizzare: la fase a monte, la raffinazione, le fasi di trasporto e il marketing dei beni.

Se tutte queste funzioni avvengono in maniera efficiente senz'altro vi saranno dei vantaggi competitivi rispetto alle raffinerie indipendenti ma, ove ciò non avvenisse, la IOC si ritroverebbe con reti e divisioni ingombranti e sottoutilizzate.

Un altro vantaggio per le IOCs riguarda la negoziazione del greggio con le raffinerie indipendenti, in quanto esse hanno sempre la possibilità di "portare il greggio prodotto a casa " qualora non trovino conveniente vendere a quel determinato prezzo.

Questo dà alle IOC forti posizioni negoziali.

Tutti i principali raffinatori vedono la sicurezza come un valore fondamentale non solo per una questione sociale ma anche perché essa è una fattore base per godere di buona competitività.

Infatti il problema sostanziale è che avere una raffineria non adeguata sotto l'aspetto della sicurezza può creare grossi problemi di natura amministrativa e legale per una società. Questo rischio aumenta sostanzialmente il costo di fare business.

In tempi difficili i raffinatori possono decidere di rinviare la manutenzione ma questo comportamento può portare effetti devastanti sulla redditività del *business*.

Una sfida importante per i raffinatori è convincere il pubblico e le comunità locali che le raffinerie possono essere gestite in modo sicuro e che gli arresti di raffinazione non sono legati ad un desiderio di sopprimere forniture, al fine di aumentare i prezzi.

I problemi di natura ambientale legati all'attività di raffinazione creano anche grandi barriere all'uscita per gli imprenditori. A causa dei costi di risanamento ambientale di

solito è finanziariamente più vantaggioso vendere la raffineria piuttosto che rinnovarla o convertirla in altre attività. Quando le raffinerie sono vendute il prezzo della transazione è di solito molto basso e rappresenta un *salvage value*.

La posizione geografica di una raffineria di petrolio ha un impatto importante sui margini di raffinazione. Sarà molto importante localizzarsi in un luogo ben fornito infrastrutturalmente poiché il difficile accesso alla raffineria aumenta il costo di trasporto degli input e di distribuzione dell'output.

Se si hanno difficoltà a trasportare i prodotti ove c'è la richiesta del mercato non c'è valore nella loro raffinazione; quindi il valore della raffineria sarà direttamente proporzionale alla capacità di trasportare gli idrocarburi nei luoghi di consumo sia attraverso gli oleodotti che via mare, su rotaia e/o strada. Altro fatto determinante che può influire positivamente sul valore della raffineria è la presenza di altri impianti nella regione, minore sarà la presenza di raffinerie operative nella regione, maggiore sarà il valore delle raffinerie operanti.

Le leggi della domanda e dell'offerta hanno una grande impatto sui margini di raffinazione. Dal lato dell'offerta, quando i prezzi dei prodotti raffinati aumentano, i raffinatori aumentano la produzione al fine di catturare i prezzi elevati prima che si possano dissipare.

Dal lato della domanda il consumo è influenzato da una serie di fattori quali: i chilometri guidati, le preferenze per il gasolio rispetto a benzina, le scelte dei consumatori negli acquisti di autoveicoli, il volume delle spedizioni di viaggi aerei e marittimi, il clima e i cicli macroeconomici.

Per capire la redditività della raffinazione devono essere considerati diversi fattori:

- 1) la raffinazione è un processo ad alta intensità di capitale, il che significa che la disponibilità e l'allocatione del capitale può avere un importante impatto sulla redditività del settore;
- 2) il petrolio è il principale costo variabile nella raffinazione e questo costo è fissato dal mercato mondiale;
- 3) il lavoro, l'energia e altri costi operativi sono una piccola percentuale dei costi totali, ma ricevono molta attenzione perché sono i pochi controllabili dai raffinatori;

4) i costi di “regolamentazione”, come quelli ambientali, svolgono un ruolo importante nei costi complessivi di raffinazione.

Quindi i margini di raffinazione sono volatili e imprevedibili. Ad esempio, se i prezzi del greggio si alzano le raffinerie possono essere in grado di trasferire tale aumento sui loro clienti. Ma i prezzi del greggio potrebbero salire a causa di un evento che allo stesso tempo riduce la domanda di prodotti raffinati. Ciò significa che il raffinatore avrà costi e prezzi più elevati e vedrà una riduzione della domanda dei suoi prodotti. Un esempio potrebbe essere la guerra avvenuta in Iraq che ha provocato un aumento dei prezzi del greggio ma allo stesso tempo ha ridotto la domanda di viaggi aerei.

## **2.2 Le principali variabili alla base della competizione delle imprese nel settore**

Come detto precedentemente la più grande sfida che devono affrontare i principali *player* del settore è senz’altro l’incapacità di controllare il prezzo del petrolio. Ma c’è anche un altro aspetto che distingue questo mercato rispetto alle più comuni caratteristiche degli altri, ovvero, l’indifferenziabilità del prodotto.

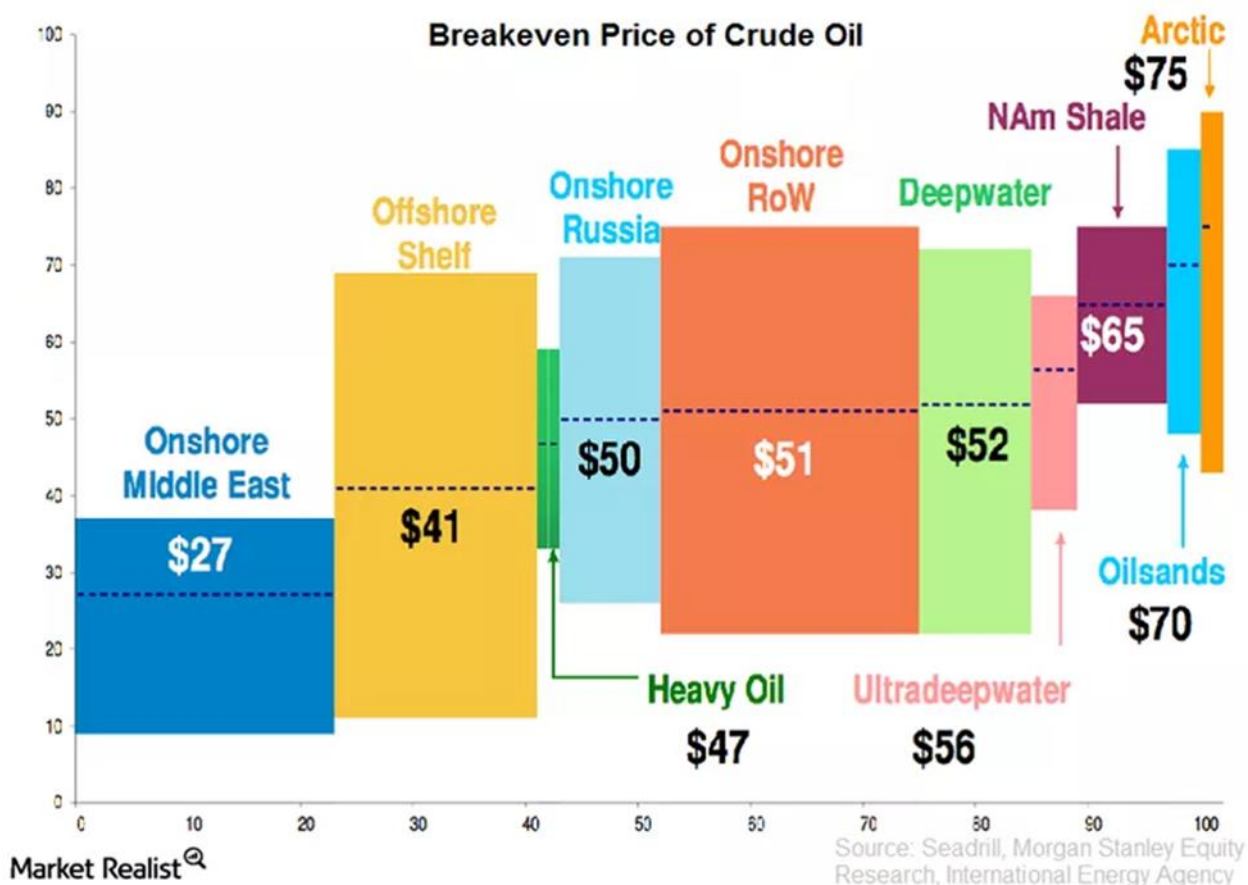
Infatti all’interno del mercato non è possibile differenziarsi per un prodotto specifico a causa della particolare natura della materia prima, ragion per cui la base primaria per ottenere un vantaggio competitivo è avere un minor costo di produzione rispetto alla concorrenza.

Aspetto che è influenzato da diverse variabili, in primis dalla natura e dalla geografia del luogo in cui avverrà l’estrazione. I terreni possono avere diverse caratteristiche che li possono rendere più o meno perforabili, siti *on shore* ecc...

Inoltre altre variabili sono senz’altro le tecnologie, l’efficienza dei processi e dell’organizzazione dell’impresa.

La prima di queste variabili (natura e geografia del luogo) è quella che sicuramente più incide nei costi e che spiega il motivo per cui la maggior parte del greggio prodotto venga dai Paesi Medio-orientali.

Qui di seguito un grafico dello studio ricerche della Morgan Stanley (2014) mostra il punto di *break-even point* in termini di prezzo di un barile di petrolio in ciascuno dei diversi ambienti. Bisogna precisare che ogni progetto ha delle peculiarità e che i costi di estrazione dipendono da diverse variabili.



Il grafico qui sopra esprime le stime circa i costi d'estrazione, includendo le spese sulla preparazione del pozzo (o della miniera) e i livelli di prezzo ai quali è possibile coprire nel lungo periodo i costi sostenuti per le estrazioni. Questo tipo di studio sarà indispensabile per tutte le nuove estrazioni che si intendono iniziare mentre, per le estrazioni già iniziate, gli operatori terranno conto di un altro tipo di grafico ovvero *half-cycle breakeven cost*. Quest'ultimo esprime i costi marginali dell'estrazione e quindi il livello di costi che deve essere coperto affinché l'estrazione sia redditiva nel breve periodo<sup>12</sup>. Questo perché i costi di estrazione del petrolio nei pozzi già scavati e in uso, non includono le spese di acquisizione del terreno o di *lease* e tutti gli altri costi che vanno sostenuti *one shot* prima che *inizi* l'estrazione vera e propria.

<sup>12</sup> Un esempio di grafico circa *half-cycle breakeven cost* verrà riportato nei successivi capitoli.

Ma non è solo l'attività estrattiva ad essere fortemente influenzata dal costo. Anche le attività di trasporto, raffinazione e distribuzione dei prodotti petrolchimici sono fasi della 'filiera' che vedono una competizione del genere.

Quindi le imprese per ottenere un vantaggio competitivo nel settore dovranno ridurre al minimo i costi inerenti all'intera attività.

Come abbiamo detto le IOCs svolgono attività operative in tutto il mondo, tuttavia, nel momento in cui il prezzo della *commodity* diventa molto basso, la loro attività si dovrà concentrare nei pozzi meno costosi, ovvero quelli del Medio Oriente. Il fatto che alcune imprese abbiano bep più elevati delle altre è dovuto proprio a ciò, ovvero ad una focalizzazione dell'attività estrattiva in aree più costose che sono profittevoli solo quando il prezzo della *commodity* è alto.

In realtà, quindi, il prezzo della *commodity* non va ad influenzare la catena del valore e i margini delle imprese nelle singole fasi, bensì andrà ad influenzare la profittabilità delle estrazioni. Pertanto, anche nei casi in cui il prezzo della *commodity* rimanga basso, alcune estrazioni continueranno ad essere profittevoli, invece altre verranno spiazzate.

Per questo motivo è probabile che, se il prezzo della *commodity* rimane basso, si potranno verificare operazioni straordinarie tra i *player* del settore poiché le imprese che negli ultimi anni si sono focalizzate in giacimenti che hanno costi di estrazioni più alti degli altri saranno facilmente "stressate" da una situazione del genere.

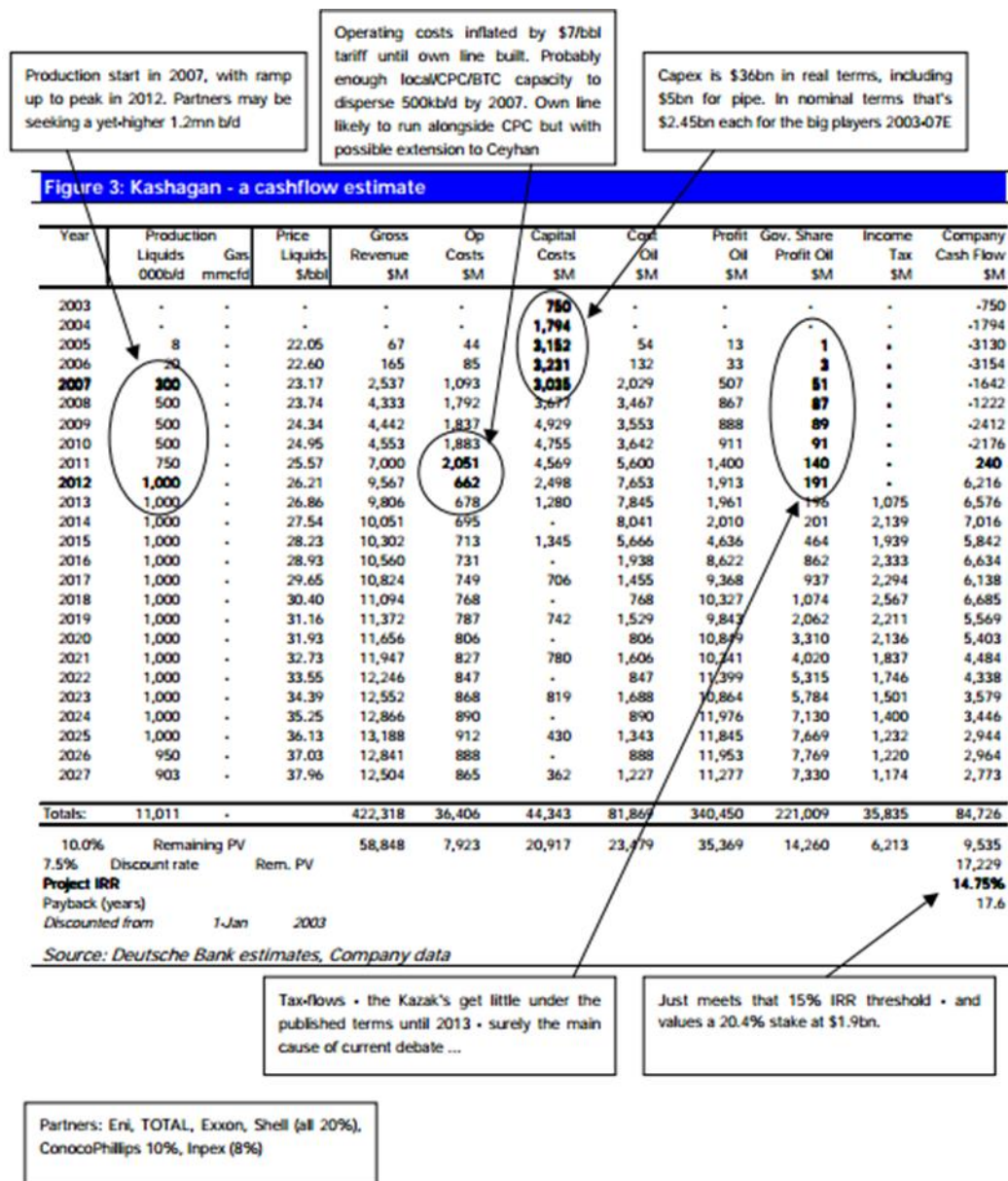
### **2.3 La struttura dei costi e degli investimenti**

La struttura dei costi dell'industria petrolifera è caratterizzata dalla presenza di costi tecnici molto elevati sostenuti ancora prima di iniziare la produzione, generando un elevato rapporto tra costi fissi e costi variabili. Nella generalità dei casi, quindi, il costo marginale di estrazione è molto inferiore al costo medio e la curva dei costi di produzione all'aumentare dell'output è fortemente decrescente per un lungo tratto.

I costi tecnici, oltre ad essere molto consistenti, porteranno all'estrazione solo dopo un intervallo di vari anni, estrazione che, tra l'altro, rimarrà un'attività con alto rischio di insuccesso.

Con un ciclo di investimenti così lungo, molte volte nel bilancio delle imprese petrolifere vi è la presenza di un consistente ammontare di *asset* che necessitano di molto tempo prima di essere in uso. Inoltre va osservata la mancanza di una correlazione tra i costi sostenuti in questa fase e il valore creato.

In questo prospetto sono raffigurati i dati dello sfruttamento del giacimento petrolifero Kashagan.



Si può notare come l'attività di ricerca sia iniziata nel 2003 ma la produzione a pieno regime sia avvenuta solo nove anni dopo. Nel corso di questo arco temporale sono stati effettuati importanti investimenti e sia i costi operativi che quelli di capitale risultano crescenti fino a quando non inizia la produzione e, comunque, prima di avere il ritorno previsto dal progetto, bisognerà ancora aspettare. Ciò significa che il ciclo di ritorno del capitale è molto lungo ed è proprio per questo che il produttore troverà conveniente continuare la produzione anche in presenza di prezzi della *commodity* bassi.

La 'convenienza' deriva dalla necessità di una rapida produzione per rientrare dei forti investimenti sostenuti e dagli impegni assunti verso lo Stato proprietario delle risorse che riceve *royalties* sulla produzione realizzata e che normalmente vincola la concessione ad un determinato periodo di sfruttamento. Inoltre bisogna tener conto del rischio che il petrolio sia drenato dai giacimenti vicini nel caso in cui in una stessa regione operino più produttori.

Questi fattori concorrono a privilegiare la scelta di produrre su ogni altra considerazione, almeno fino a quando gli investimenti iniziali non siano stati in gran parte ammortizzati.

## **2.4 Panoramica contabile del settore**

Come detto più volte, nel settore vi possono essere *player* molto integrati verticalmente o altri che basano le proprie attività esclusivamente su un segmento del mercato. Al di là di quelle che possono essere le dimensioni assolute del capitale investito, grandi differenze si possono trovare nelle complessità dei rendiconti gestionali, nonché dei principali documenti bilancisti (conto economico e stato patrimoniale).

Un'impresa di dimensioni modeste che abbia un'unica linea di *business* avrà sicuramente prospetti contabili di minor complessità a differenza delle società che più si avvicinano alla concezione di IOC.

Negli Stati Uniti il grande numero di *player* presenti sul mercato ha indotto le autorità a predisporre principi contabili specifici per il settore. L'intervento regolamentare di maggior portata è stato senz'altro quello della SEC che è sempre intervenuta nel settore seguendo un approccio *market friendly*, ovvero le evoluzioni della normativa sono avvenute sempre ascoltando i pareri degli operatori sul mercato, al fine di evitare loro

aggravi amministrativi e per venire incontro alle loro esigenze. Non deve essere una sorpresa 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 per la prima volta proprio in questo paese.

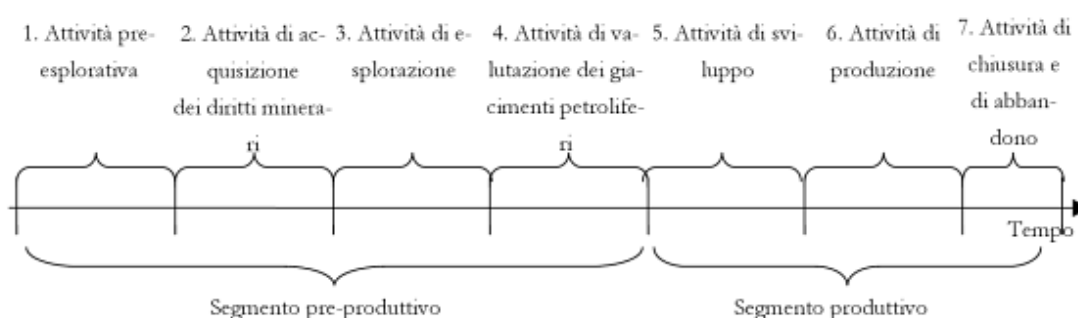
In Europa, invece, la disciplina che viene seguita è quella degli IAS/IFRS. In particolare vi è un principio contabile, l'IFRS 6, che regola la contabilità nelle fasi di esplorazione e valutazione, per il resto c'è un rimando generale agli IAS. Tuttavia la disciplina, in alcuni aspetti, ha alcune lacune come per quanto riguarda la questione delle riserve e dell'*asset retirement obligation*.

Le aree contabili che verranno approfondite in questo capitolo sono:

1. attività di esplorazione e produzione;
2. gli accordi di concessione, di condivisione di produzione e di servizio;
3. gli accantonamenti per il ripristino ambientale;
4. l'ammortamento e la svalutazione degli *asset* tangibili e non;
5. l'informativa sulle riserve.

Ma, prima di procedere ad un'analisi contabile approfondita, è necessario precisare alcuni aspetti sui costi che sono sostenuti dall'impresa nelle singole fasi dell'attività.

13



Le prime due fasi sono state già descritte nel primo capitolo di questo lavoro quindi si procederà alla descrizione delle altre fasi, ovvero:

<sup>13</sup> La tavola è presa dal libro "IAS/IFRS: manuale" a cura di Flavio Dezzani, Paolo Pietro Biancone e Donatella Busso.



- L'attività di esplorazione, viene svolta per accertare la presenza di risorse minerarie economicamente sfruttabili attraverso studi geologici e geofisici e test di perforazione del suolo.
- L'attività di valutazione; consiste nel quantificare le risorse presenti nella zona d'interesse<sup>14</sup>, selezionare le posizioni più idonee e meno costose alla perforazione e scegliere i metodi più efficaci ed efficienti di estrazione.
- L'attività di sviluppo; consiste nell'installazione degli impianti e delle attrezzature necessarie per lo svolgimento dell'estrazione e per il trattamento e stoccaggio degli idrocarburi.
- L'attività di produzione; consiste nella vera e propria estrazione degli idrocarburi, la manutenzione dei pozzi e il trasporto degli idrocarburi estratti.
- L'attività di chiusura e abbandono; consiste nella rimozione delle attrezzature e degli impianti utilizzati per l'estrazione mineraria quando questa cesserà perché non più conveniente o perché le risorse si sono esaurite.

Il segmento di attività pre-produttive, ovvero quello che va dall'attività pre-esplorativa a quella di valutazione, ha l'obiettivo di verificare la fattibilità tecnica e la realizzabilità economica della scoperta mineraria mentre il segmento di produzione ha l'obiettivo di estrarre gli idrocarburi.

Per quanto riguarda la valutazione delle attività in bilancio, le istituzioni convengono che il metodo preferito sia quello basato sul costo storico. I metodi basati sul valore economico delle riserve di idrocarburi potrebbero sembrare, all'apparenza, "ideali" per i lettori del bilancio. Questo perché chi analizza i bilanci vorrà calcolare la redditività aziendale e la solidità patrimoniale dai valori economici reali e non da quelli storici.

Tuttavia il problema principale di tale metodologia sta proprio nello stimare il valore economico delle riserve, in quanto bisognerebbe:

1. Stimare i flussi finanziari che l'impresa genererà dallo sfruttamento delle risorse;
2. Attualizzare i flussi finanziari alla data corrente.

---

<sup>14</sup> Si precisa che si tratterà sempre di una stima, l'effettiva quantità di idrocarburi presenti sarà conosciuta solo quando il pozzo petrolifero sarà esaurito.

Quindi durante la fase precedente alla produzione verrà determinato il valore economico delle riserve che verranno poste nell'attivo patrimoniale. Tuttavia vi sono molti dubbi in questa impostazione in quanto il valore della riserva dipenderà:

1. Dall'istante temporale nel quale verrà effettuata la valutazione
2. Dalle stime del management sul prezzo di vendita del greggio, sulle quantità presenti ed estraibili, sui costi che verranno sostenuti, sui tempi di estrazione nonché sull'adeguato tasso di attualizzazione.

Come si può notare è un metodo che richiede molteplici stime, tutte caratterizzate da un notevole livello di incertezza.

Per questi motivi i metodi basati sui costi sono i più usati e apprezzati.

In virtù di ciò le compagnie possono seguire una contabilizzazione di tipo *full cost* o di tipo *successful efforts*, entrambe disciplinate dagli US GAAP e dagli IAS/IFRS. Negli US GAAP il *successful efforts* è regolato dal FAS 19 (Fasb) mentre il metodo *full cost* è regolato dal SEC Regulation S-X Rule 4-10. Nei paragrafi successivi si andrà analizzare dapprima i due metodi contabili differenti per poi trattare le peculiarità e le differenze tra gli US GAAP e gli IFRS.

Sulle attività di esplorazione e sviluppo ne troviamo trattazione nell'IFRS 6 così intitolato "Esplorazione e valutazione delle risorse minerarie".

#### **2.4.1 Confronto generico *Successful effort* e *Full cost***

La grande incertezza che regna sulle operazioni del settore può minare facilmente l'attendibilità del bilancio ed è per questo che gli operatori del settore utilizzano diverse tecniche in materia contabile per la classificazione dei costi.

Come detto in precedenza, durante la fase di esplorazione di un progetto, costi significativi vengono sostenuti senza avere la certezza di un futuro ritorno quindi, aspetto importante, è capire se questi costi debbano essere spesi a conto economico o debbano essere capitalizzati.

Iniziamo col dire che sono principalmente due i metodi contabili generali per la trattazione dei costi relativi al processo di estrazione.

Il primo è il *successful effort method*: questo metodo offre la possibilità di capitalizzare i costi associati alle attività esplorative concluse con successo.

I costi di ricerca sostenuti che non hanno portato ad alcun riscontro positivo dovranno essere spesi tutti a conto economico, al fine di garantire valutazioni prudenti. In questo modo le dimensioni dello stato patrimoniale saranno più contenute ma soprattutto verrà limitato l'ammontare degli attivi intangibili.

L'utilizzo di questa metodologia contabile, però, prevede che tutti i costi di acquisizione ed esplorazione devono essere prima imputati ad un centro di costo denominato *unproved property account* e successivamente, se l'attività svolta non condurrà ad alcuna scoperta di riserve, sarà necessario spostare tutti i costi relativi all'operazione a conto economico.

Al riguardo bisogna precisare che il FAS n.19 al paragrafo 13 raccomanda che i costi per servizi "geologici e geofisici", ovvero quelli sostenuti per reperire informazioni nella zona interessata e che quindi rientrano in quei costi di ricerca 'immateriali', siano tutti imputati a conto economico a prescindere dal successo o meno delle successive attività esplorative.

Gli eventuali costi di sviluppo, ovvero quelli di allestimento dei siti estrattivi di riserve provate, saranno aggiunti alla base del costo da ammortizzare, mentre quelli di produzione andranno a conto economico.

Il secondo metodo, ovvero *full cost method*, permette la capitalizzazione di tutte le spese di ricerca, indipendentemente dal fatto che tali costi portino o meno ad una specifica scoperta di riserve.

Questa scelta è dovuta al fatto che l'attività di ricerca è considerata un'attività *core* nell'industria estrattiva e che la capitalizzazione delle relative spese è necessaria in quanto segue il principio di corrispondenza tra ricavi e costi (delineato, tra l'altro, anche nel paragrafo 19 dello IAS 18).

Tuttavia in queste operazioni può accadere che i costi di sviluppo siano maggiori di quelli preventivati come ad esempio nel caso in cui si debba perforare ad una maggiore profondità di quella prestabilita. In questi casi si potrà capitalizzare i costi ma solo fino alla quota che era stata stabilita e l'eventuale surplus di costo verrà trattato in base ai ritrovamenti di riserve e quindi saranno imputati a conto economico in caso non siano state ritrovate riserve petrolifere o saranno capitalizzati in caso contrario. I costi di

produzione invece, come nel *successful effort method*, saranno imputati a conto economico.

I costi di acquisizione, esplorazione, sviluppo e produzione sono assegnati ad un centro di costo che, nel caso del *successful effort*, tendenzialmente comprende un singolo bacino minerario, a differenza di quanto avviene nel *full cost* dove molte volte, all'interno di un singolo centro di costo, vengono imputati costi afferenti a campi di diverse aree.

Le imprese che adottano il *full cost* hanno però un tetto alla capitalizzazione dei costi. Dopo le possibili rettifiche per ammortamenti o svalutazioni, i suddetti conti capitalizzati non possono superare i *cost ceiling*, ovvero, la differenza tra la sommatoria del valore attuale dei futuri ricavi attesi dalle riserve provate e la sommatoria del valore attuale dei futuri costi da sostenere per l'attività di sviluppo e produzione e delle tasse associate. L'eventuale quota in eccesso non potrà essere recuperata in caso di variazione in aumento del *cost ceiling*.

Il *successful effort method*, invece, non vincola le capitalizzazioni al *cost ceiling* ma si dovrà procedere a svalutazione degli attivi nel caso in cui eccedano il valore attuale recuperabile delle riserve.

Le imprese indipendenti e meno integrate, in alcuni casi, seguono il *full cost method* perché permette di stabilizzare gli utili a differenza dei *successful effort* che può rendere i risultati molto più volatili.

Il metodo *full cost* conduce ad una sopravvalutazione degli utili ed aumenta le dimensioni dell'attivo patrimoniale ma, per le società indipendenti focalizzate nella fase *upstream* del settore, questo metodo, secondo alcuni, è quello che più si adatta alla natura dell'impresa.

Ecco questo è un esempio:

Assumptions:									
Revenue:				\$ 1,000	Production:				150
Property Acquisitions:				50	General & Administrative:				50
Dry Holes:				200	DD&A - Successful Efforts:				200
Successful Exploration:				100	DD&A - Full Costs:				300
Development:				200	Tax Rate:				40%

Ponendo queste elementari assunzioni si può ben notare il differente risultato a cui si giunge utilizzando i due metodi diversi.

Successful Efforts - Income Statement				Full Cost - Income Statement			
Revenue:			\$ 1,000	Revenue:			\$ 1,000
<b>Expenses:</b>				<b>Expenses:</b>			
Production:			150	Production:			150
Exploration:			200	Exploration:			-
Depreciation, Depletion & Amortization:			200	Depreciation, Depletion & Amortization:			300
General & Administrative:			50	General & Administrative:			50
<b>Total Expenses:</b>			<b>600</b>	<b>Total Expenses:</b>			<b>500</b>
<b>Operating Income:</b>			<b>\$ 400</b>	<b>Operating Income:</b>			<b>\$ 500</b>
<b>Income Tax Expense:</b>			<b>160</b>	<b>Income Tax Expense:</b>			<b>200</b>
<b>Net Income:</b>			<b>\$ 240</b>	<b>Net Income:</b>			<b>\$ 300</b>
Successful Efforts - Balance Sheet PP&E				Full Cost - Balance Sheet PP&E			
Starting Net PP&E Balance:			\$ -	Starting Net PP&E Balance:			\$ -
Property Acquisitions:			50	Property Acquisitions:			50
Exploration:			100	Exploration:			300
Development:			200	Development:			200
Depreciation, Depletion & Amortization:			(200)	Depreciation, Depletion & Amortization:			(300)
<b>Net PP&amp;E:</b>			<b>\$ 150</b>	<b>Net PP&amp;E:</b>			<b>\$ 250</b>

Ma quindi, se attraverso il metodo *full cost* generalmente le imprese riescono ad avere nei conti bilancistici dei risultati migliori, perché le imprese più grandi e integrate non usano questo metodo? Sostanzialmente ciò è dovuto al fatto che è il metodo più apprezzato dallo IASB e perché si sosterranno minori *impairment test*.

Inoltre, a supporto del *successful efforts*, si citano usualmente tre argomenti:

- la teoria contabile tradizionale richiede che nella redazione della situazione patrimoniale si includano esclusivamente attività che abbiano un valore, ancorché recuperabile solo in futuro lontano, e il metodo risponde a questa esigenza;
- il metodo è coerente con il principio della prudenza cui è usualmente “ispirata” l’intera redazione del bilancio;

- il tasso di successo dell'attività di E&E (*exploration and evaluation*) si posiziona su livelli modesti, mediamente solo il 20% delle perforazioni porta alla scoperta di riserve pertanto, accettare la capitalizzazione di costi per il restante 80% appare poco corretto.

La tabella qui sotto riassume brevemente le differenze suddette:

<b>Category</b>	<b>Successful Efforts</b>	<b>Full Cost</b>
Acquisitions	Capitalized	Capitalized
<b>Unsuccessful Exploration (Dry Holes)</b>	<b>Expensed</b>	<b>Capitalized</b>
Successful Exploration	Capitalized	Capitalized
Development	Capitalized	Capitalized
Production	Expensed	Expensed
Operating Expenses	Expensed	Expensed
<b>Cost Center</b>	<b>Single Field or Well</b>	<b>Entire Country or Company</b>
<b>Used By</b>	<b>Large Companies</b>	<b>Small / Startup Companies</b>
<b>Ceiling Tests?</b>	<b>Not Required</b>	<b>Required</b>
<b>Impairments</b>	<b>Not Common</b>	<b>Frequent</b>

#### **2.4.2 Successful effort**

I metodi di contabilizzazione descritti precedentemente hanno delle regole diverse e per comprenderne meglio le differenze divideremo la fase di estrazione del petrolio in sei momenti:

- *Exploration* – attività di esplorazione che viene svolta per accertare la presenza di risorse minerarie economicamente sfruttabili attraverso studi geologici e geofisici e test di perforazione del suolo.
- *Lease decision* – fase che riguarda l'acquisto o le altre opzioni possibili sul campo interessato.
- *Detailed evaluation* - valutazione della zona di interesse per quantificare le risorse presenti nel sottosuolo, selezione di posizioni idonee alla perforazione e dei metodi più efficaci ed efficienti di estrazione.
- *Drilling* – foratura del suolo, inizio della produzione, estrazione delle riserve e raccolta di ulteriori informazioni.
- *Continuation decision* – le informazioni raccolte sono utilizzate per decidere se continuare il progetto.

- *Production/retraction decision.*

Il metodo contabile *successful effort* distingue le attività a seconda del loro grado di successo ed esse vengono contabilizzate su una base campo per campo.

I tipi di spese precedentemente identificati sono così riassumibili:

- I costi derivanti dalla acquisizione dei diritti saranno
  - Capitalizzati se le riserve saranno state provate.  
In questo caso i costi sostenuti in fase di pre-esplorazione verranno aggiunti alla base di ammortamento e saranno ammortizzati sulla base dell'esaurimento delle riserve.
  - Spesati se il campo sarà senza riserve.  
In questo caso le attività saranno interrotte; tutte i costi relativi al campo saranno spesati in conto economico in quanto si presume che sia di nessun valore.
- Le spese derivanti dalle attività di esplorazione e valutazione  
Rilevante è la distinzione tra quei costi sostenuti per la perforazione e gli altri. I costi non inerenti alla perforazione non possono essere capitalizzati e sono contabilizzati a conto economico. Le spese di perforazione sono capitalizzati momentaneamente. Quando le riserve saranno:
  - Provate; le spese di perforazione saranno aggiunte alla base di ammortamento.
  - Non provate; tutte i costi legati all'operazione saranno spesati.
- Le spese di sviluppo e per attività di sviluppo  
saranno capitalizzate come costi non di esplorazione, aggiunte alla base di ammortamento e ammortizzate sulla base dell'esaurimento delle riserve.
- I costi per la produzione saranno spesati a conto economico.

### **2.4.3 Il *Successful effort method* in relazione ai principi FAS**

Sui costi di acquisizione prendiamo come riferimento lo Standard FAS N.19 paragrafo 15 - l'acquisizione di immobili - che richiede la capitalizzazione di tutte le spese relative alle acquisizioni di diritti. Quindi costi importanti quali il bonus di firma, costi di

intermediazione, spese di registrazione e altri che sono specificati nella stessa norma, saranno capitalizzati quando saranno provate le riserve.

Lo Standard FAS N.19 nei paragrafi 40 e 41 regola i progetti di dismissione. Se un progetto è interrotto, le spese capitalizzate e le obbligazioni future, dedotti i fondi di svalutazione inerenti, saranno portate a sottrazione del risultato operativo.

Sotto i *successful effort*, le spese di perforazione correlate ad attività di esplorazione di successo sono capitalizzate. Le spese di perforazione esplorative sono classificate come non provate fino a quando non si avranno maggiori informazioni disponibili circa l'esistenza delle riserve. Gli eventuali costi di perforazione che non certificheranno la presenza di greggio saranno spesati a conto economico. Ma, se capitalizzati, i costi saranno poi inclusi nel valore ammortizzabile della produzione realizzata.

La foratura per la fase sviluppo, invece, ha uno scopo diverso ed è trattata in modo diverso. Lo Standard FAS N.19 nel paragrafo 21 enuncia così: *“i costi di sviluppo sono sostenuti per ottenere l'accesso di riserve certe e per fornire strutture all'estrazione, al trattamento, alla raccolta e alla conservazione del petrolio e del gas”*.

Lo Standard FAS N.19 suggerisce, implicitamente, che l'intenzione delle attività di sviluppo è la produzione piuttosto che l'esplorazione (vedi anche i paragrafi 203-207 del FAS N.19). Di conseguenza, i costi di sviluppo sia che ci sia una scoperta di successo che non, andranno capitalizzati e aggiunti al valore ammortizzabile.

Per determinare le perdite di valore (o meglio le svalutazioni), le attività derivanti dalle riserve non ancora provate "saranno valutate periodicamente" e una perdita verrà riconosciuta se attraverso un *impairment test* il valore iscritto al bilancio è superiore a quello del test, la disciplina la troviamo nel paragrafo 28 del FAS n.19.

Le valutazioni saranno fatte campo per campo ma, quando l'impresa ha un numero relativamente elevato di *unproved property* e i cui costi di acquisizione non sono singolarmente significativi, non può essere pratico effettuare *impairment test* campo per campo. In questo caso si consiglia di ammortizzare tali proprietà in diversi gruppi stabilendo i criteri per i quali vengono raggruppati i singoli campi.

Come abbiamo già detto le imprese attive nell'estrazione e lavorazione degli idrocarburi normalmente, sia nei contratti di concessione che nei PSA e nei SC, sono obbligate, al termine dello sfruttamento del pozzo, a rimuovere le attrezzature utilizzate nonché



ripristinare le condizioni ambientali pregresse allo sfruttamento. Questi costi sono molto rilevanti e, oltre a risentire dell'inflazione, dipendono fortemente dagli standard ambientali del Paese e dalla regione in cui si sta operando (in regioni artiche ed in acque profonde i costi saranno molto più elevati).

Gli obblighi di ripristino ambientale sono di difficile valutazione monetaria e temporale. Monetaria perché è difficile stabilire con esattezza i costi che verranno sostenuti, temporale perché non si è a conoscenza di quando verranno sostenuti.

Disciplina di questi obblighi la troviamo nel FAS n.143 che disciplina gli ARO (*Asset Retirement Obligation*). Lo Standard FAS n.143 richiede che venga registrato il *fair value* degli ARO “*nel periodo in cui si sostiene che una stima ragionevole al fair value può essere fatta*” (paragrafo 3 FAS n.143).

Questo costo, una volta valutato, verrà portato ad incremento dell'attività al suo valore attuale e in contropartita verrà alimentato il fondo rischi e oneri.

La determinazione del tasso di attualizzazione dipenderà dai giudizi soggettivi espressi dalla direzione aziendale. Pertanto gli ARO avranno effetti non solo sullo stato patrimoniale ma pure sul conto economico di ogni anno, infatti il cespite di anno in anno subirà per effetto degli ammortamenti una riduzione del valore e il fondo rischi e oneri si “riempirà” come nell'esempio seguente:

<b>Attività del valore iniziale di \$ 500.000 – Asset Retirement Obligation stimato in \$ 175.000</b>						
<b>Vita utile dell'attività 25 anni – Costo del credito rettificato 13%</b>						
	<b>Annual Accounting Under SFAS 143</b>					
	<b>Asset Cost</b>	<b>Accumulated Depreciation</b>	<b>Carrying Value</b>	<b>Liability</b>	<b>Depreciation Expense</b>	<b>Accretion Expense</b>
01/01/85	\$508,243			\$ 8,243		
12/31/85	508,243	\$ 20,330	\$487,913	9,314	\$ 20,330	\$ 1,072
12/31/86	508,243	40,660	467,583	10,525	20,330	1,211
...						
12/31/02	508,243	365,940	142,303	74,386	20,330	8,558
12/31/03	508,243	386,270	121,973	84,056	20,330	9,670
...						
12/31/09	508,243	508,243	0	175,000	<u>20,323</u>	<u>20,133</u>
Total (25-year life)					<u>\$508,243</u>	<u>\$167,757</u>

Fonte: *The CPA Journal* – edizione del dicembre 2005.

Costo del credito rettificato: tasso di attualizzazione adottato dalla compagnia.

#### 2.4.4 Il *full cost method* in relazione agli US GAAP

Il metodo *full cost* non fa distinzione tra pozzi di successo o meno, quindi ciò si traduce nella capitalizzazione di tutte le spese, ad eccezione delle spese di produzione.

Il SX Rule 4-10 (c2) enuncia che tutti i costi relativi alle attività di acquisizione, esplorazione e sviluppo devono essere capitalizzati nel centro di costo adeguato. I costi sono contabilizzati nel modo seguente:

- 1) Le spese relative all'acquisizione dei diritti sono capitalizzate;
- 2) Le spese relative alle attività di esplorazione sono capitalizzate e seguiranno l'ammortamento sulla base della produzione realizzata del campo. I centri di costo sono stabiliti su una base paese per paese (SX Rule 4-10) e saranno spesi solo quando le operazioni che riguardano tutto il paese si saranno dimostrate infruttuose.
- 3) Le spese relative all'attività di sviluppo vengono capitalizzate.
- 4) Le spese relative alla produzione sono imputate sulla base del SX Rule 4-10 c5: "*Tutti i costi relativi alle attività di produzione, compresi i costi di workover sostenuti esclusivamente per mantenere o aumentare livelli di produzione da un intervallo di completamento esistente, saranno caricati quando effettivamente sostenuti*".

Lo Standard FAS No.19 affronta la questione della produzione in maniera molto specifica. Il paragrafo 23 afferma che i costi di produzione comprendono "*il sollevamento del petrolio e del gas in superficie e la raccolta, il trattamento, l'elaborazione di campo (...) e di stoccaggio campo*". Tutti i costi di produzione, ai sensi del paragrafo 24, diventano parte integrante del costo del petrolio e del gas prodotti. In questo modo i costi di produzione sono 'capitalizzati' come magazzino fino a quando le quantità non sono vendute.

Il regolamento SX 4-10 (c5) SEC statuisce, tuttavia, che i costi di produzione devono essere tutti imputati come sostenuti. Gallun e altri (2001) sostengono che se si aderisse alla disciplina FAS in realtà al termine del periodo di riferimento non tutta la quantità di petrolio e gas imputata a magazzino sarebbe materiale (o meglio non esisterebbe ancora).

Pertanto per le imprese è preferibile non ‘riconoscere’ il petrolio e il gas ‘immagazzinato’ nelle comunicazioni finanziarie, rispettando quindi il Regulation S-X 4-10.

Come accennato prima le risorse petrolifere trovate dall'entità sono fondamentali per la sua attività e indicano la sua futura forza finanziaria. Negli Stati Uniti, la SEC ha stabilito una serie di norme per la loro definizione e determinazione.

Queste norme sono state volute "per proteggere gli investitori, mantenere il mercato equo, ordinato ed efficiente, e al fine di facilitare la formazione di capitale". Il Set di regole di riferimento sono contenute nel SEC Rule SX 4-10 e SEC Regulation S-K 302 (b).

#### **2.4.5 I principi contabili internazionali sull'entità di *oil&gas***

Tra i principi contabili emessi dallo IASB l'IFRS 6 è quello destinato esclusivamente a disciplinare le attività di esplorazione e di valutazione delle risorse minerarie. Le entità tuttavia sono libere di applicare i metodi di calcolo e di valutazione utilizzati precedentemente alla diffusione di questo principio a condizione però che siano più affidabili e pertinenti. In particolare il trattamento contabile deve rappresentare fedelmente la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e i flussi finanziari dell'entità nonché riflettere la sostanza economica delle operazioni seguendo il principio di prudenza (IAS 8 paragrafo 10).

Questo perché il presente IFRS rappresenta una fase intermedia di un processo di revisione delle pratiche contabili utilizzate dalle entità impegnate nel settore. Tutt'ora lo IASB sta ancora valutando se rivisitare il principio.

L'IFRS 6 permette alle entità operanti nel settore estrattivo di avere alcune esenzioni sul rispetto dei principi indicati dallo IASB poiché alcune prassi contabili consolidate nel settore, potrebbero essere in contrasto con il Framework emesso dallo stesso IASB. Senza questa possibilità ci sarebbero state discordanze rilevanti con il metodo *full cost* per quanto riguarda il concetto di attività e di competenza. Per il concetto di attività la differenza sta nel fatto che il metodo *full cost* permette di capitalizzare i costi di esplorazione e valutazione anche se non hanno portato ad alcuna scoperta e questo è in contraddizione col paragrafo 49 del Framework IASB, che definisce attività come quella risorsa dalla quale “*sono attesi in futuro flussi di benefici economici*”. Un altro elemento

importante dell'IFRS 6 è la descrizione di situazioni in cui l'*impairment test* è richiesto (IFRS 6, punto 20) che si discostano dalle linee guida contenute nello IAS 36 - Riduzione di Attivo (IFRS 6, paragrafo 19).

#### **2.4.5.1 Gli IFRS sui costi di esplorazione e valutazione**

Nell'IFRS 6, le spese derivanti da esplorazione e di valutazione sono descritti come: *“I costi sostenuti da un'entità 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”*.

Quindi questi costi, caratterizzati da un'incerta fattibilità tecnica e sostenibilità economica, sono ad alto rischio e rientreranno nell'applicazione dell'IFRS 6.

Oltre a contenere una specifica disciplina sull'*impairment test*, questo principio contabile nel paragrafo 2c richiede un'informativa specifica circa le attività finanziarie e la certezza dei futuri flussi finanziari riguardanti le attività di esplorazione e valutazione.

Le attività di esplorazione e di valutazione sono capitalizzate sulla base del costo effettivamente sostenuto (IFRS 6, comma 8). Nel paragrafo 9 dell'IFRS viene delineata una lista (non esaustiva) di voci che potrebbero essere incluse nella rilevazione iniziale (valore contabile) dell'attività. Queste possono essere costi di acquisizione dei diritti d'esplorazione, costi degli studi geologici o topografici, costi per le perforazioni esplorative o costi di effettuazione degli scavi.

Quindi le spese per l'acquisizione di dati sismici generali non aderiscono a questo criterio.

Nel paragrafo 11 è previsto che vengano rilevati anche i costi di bonifica e di ripristino che l'impresa dovrà sostenere alla fine dell'attività estrattiva e qui si fa riferimento allo IAS 37. Secondo lo IAS 37 paragrafi 14-15 la passività dovrebbe essere riconosciuta quando l'obbligazione è esistente o la sua futura esistenza è probabile ("più probabile che non") e l'obbligazione può essere stimata.

Nel paragrafo 12 dell'IFRS 6 è stabilito che i costi di esplorazione e valutazione, una volta rilevati, è possibile valutarli negli esercizi successivi al modello del costo o al modello della rideterminazione del valore. La scelta di passare da un modello all'altro sarà a discrezione del *management* ma bisogna ricordare che, nel caso si tratti di attività

di natura immateriale, si seguirà il principio IAS 38 mentre le attività materiali seguiranno la disciplina sancita dallo IAS 16. In particolare lo IAS 38 sancisce che, ove venga usato il modello della rideterminazione del valore, l'attività dovrà essere valutata al *fair value* che sarà misurato facendo riferimento ad un mercato attivo.

*"Un mercato attivo è un mercato in cui esistono tutte le seguenti condizioni:*

*(a) gli elementi commercializzati sul mercato risultano omogenei;*

*(b) compratori e venditori disponibili possono essere normalmente trovati in qualsiasi momento;*

*(c) i prezzi sono disponibili al pubblico. "* (IAS 38 paragrafo 8).

Poiché però i casi di attività immateriali che hanno un mercato attivo di riferimento sono insoliti, l'applicazione del modello di rideterminazione del valore per i beni immateriali è molto rara. Invece, nel caso delle attività materiali, è richiesto che il *fair value* sia stabilito in maniera attendibile (IAS 16 paragrafo 31 e ss.).

Nel modello del costo è richiesto che il macchinario, l'impianto, l'immobile o l'attività sia iscritto al costo al netto degli ammortamenti accumulati e di qualsiasi perdita di valore.

L'IFRS 6 nel paragrafo 15 stabilisce che gli enti devono classificare le attività derivanti dalle operazioni di esplorazione e di valutazione in base alla loro tangibilità. Di conseguenza sono definiti intangibili: i diritti di perforazione, le spese per la ricerca geografica e geofisica e le altre spese di acquisizione.

Attrezzature, sistemi di tubazioni e pompe sono tangibili (IFRS 6 punto 16).

#### **2.4.5.2 Gli IFRS sulle attività pre-esplorative e sulle svalutazioni**

L'IFRS 6 copre le attività di esplorazione e valutazione ma le attività di pre-esplorazione non sono incluse nello standard. In mancanza di uno standard specifico si utilizzano come linee guida al riguardo il punto 83 e 89 dello IASB Framework. Un elemento può essere riconosciuto quando:

*"(A) è probabile che ogni beneficio economico futuro a esso associato affluirà o defluirà dall'impresa;*

(b) *la voce ha un costo o un valore che può essere valutato con affidabilità.* "

Inoltre, lo IASB quadro nel paragrafo 89 statuisce che un'attività può essere rilevata nello stato patrimoniale quando i benefici economici futuri sono probabili e possono essere misurati in maniera affidabile.

Le spese di pre-esplorazione sono generalmente di natura speculativa (Gallun et al, 2001) e non possono essere collegate a riserve specifiche. Queste spese dovranno essere rilevate a conto economico. I costi relativi all'acquisizione di diritti per l'esplorazione saranno disciplinati dallo IAS 38 perché presentano tutte le caratteristiche di un'attività immateriale.

Per quanto riguarda la riduzione di valore, le attività sono iscritte sulla base dei costi inizialmente sostenuti e subiranno dei test per il 'deterioramento' subito se le circostanze indicheranno che il valore contabile può essere più grande dello (stimato) valore recuperabile (IAS 36, paragrafo 1). L'IFRS 6 contiene una deroga sui requisiti per gli *impairment test* promulgati dallo IAS 36 nei paragrafi 8-17.

In sostituzione l'IFRS 6 nel paragrafo 20 delinea, su un piano più generale, alcune circostanze in cui il deterioramento può essere probabile. Nel caso si verificano queste circostanze bisognerà effettuare degli *impairment test* in conformità al principio IAS 36, in quanto sono situazioni nelle quali è probabile una svalutazione degli *asset*. Gli eventuali ripristini di valore si verificheranno se sono soddisfatti i requisiti specificati dai paragrafi 109-123 dello IAS 36 e dall'IFRS 6 BC48.

La perdita di valore si applica solo se il valore di carico (contabile) eccede il valore recuperabile (IAS 36, paragrafo 59).

C'è da rilevare che nel caso del *full cost method* si dovrà analizzare nel dettaglio tutte le variabili utilizzate per l'effettuazione dell'*impairment test*, dato che la capitalizzazione dei costi è avvenuta indipendentemente dal buon esito dell'operazione (a differenza del metodo *successful effort* che, se coerente con il buon esito dell'operazione, non dovrebbe rilevare perdite di valore).

### 2.4.5.3 Gli IFRS sulle attività di sviluppo e di produzione

Una volta terminata l'attività di valutazione che indica nella zona d'interesse la presenza di riserve di idrocarburi l'entità dovrà verificare la fattibilità tecnica e la realizzabilità commerciale dell'attività connessa al giacimento individuato.

Contabilmente queste risultanze sono molto rilevanti. Nel caso in cui non siano state trovate riserve tutti i costi di esplorazione e di valutazione dovranno essere svalutati (quindi tutti i costi che fino a quel momento erano stati capitalizzati verranno eliminati) e verranno portati a conto economico. Lo stesso vale nel caso in cui venga provata l'esistenza delle riserve ma non sia possibile la fattibilità tecnica o la realizzabilità commerciale dell'attività.

In caso contrario invece il management classificherà i costi di esplorazione e valutazione capitalizzati fino a quel momento come attività di sviluppo ma, prima di effettuare questa riclassificazione, l'entità dovrà sottoporre ad *impairment test* tali attività in modo tale da individuare eventuali perdite di valore.

Il principio IAS 36 disciplina il tema sulla riduzione di valore e dispone che il valore massimo per il quale un'attività viene iscritta non deve essere superiore al maggiore tra il valore d'uso (valore ottenibile dall'utilizzo dell'attività all'interno dell'impresa) e quello derivante dalla cessione (*fair value*). Quindi il valore contabile dell'attività verrà confrontato col valore recuperabile e, nel caso in cui quest'ultimo sia inferiore, l'entità procederà a svalutazione riportando la differenza di valore a conto economico. In caso contrario non vi sarà alcun tipo di intervento.

Il paragrafo 20 dell'IFRS 6 sancisce (non esaustivamente) le circostanze nelle quali sia presumibile che si siano verificate perdite di valore che rendano necessario un *impairment test*, quali ad esempio:

- Scadenza del diritto d'esplorazione nell'area specifica durante l'esercizio in corso o nel prossimo futuro e non è previsto un rinnovo;
- Non è preventivato né pianificato il sostenimento di costi per ulteriori esplorazioni e valutazioni di risorse nell'area specifica;
- L'attività di esplorazione e valutazione non ha portato ad alcuna scoperta realizzabile commercialmente;

- Esistono dati sufficienti per indicare che, seppur individuato un giacimento economicamente sfruttabile, non si riuscirà ad ottenere un ritorno pari ai costi sostenuti.

Wright ed altri (2004) sostengono che c'è più accordo in tutto il mondo sulle spese di produzione che su qualsiasi altra questione contabile sulle operazioni estrattive di petrolio e gas. Le spese di produzione devono essere spese a conto economico in base allo IAS 16 paragrafo 7 e alle indicazioni del paragrafo 85 dello IAS 1.

Lo IAS 2 - Rimanenze - affronta la questione rispetto all'inventario dei beni ma, come statuisce il paragrafo 3 dello IAS 2, dalla disciplina sono esclusi i produttori di minerali. In questo paragrafo viene stabilito che le scorte devono essere valutate al valore netto di realizzo e il paragrafo 25 vieta l'uso di LIFO per il costo delle rimanenze.

L'IFRS 6 non menziona le spese di produzione di immobili, impianti e attrezzature, e di conseguenza queste spese rientrano nell'ambito dello IAS 16 e dovranno essere contabilizzate al costo (paragrafo 15) soltanto se i benefici economici futuri sono probabili e il costo dell'elemento può essere attendibilmente determinato (paragrafo 7).

#### **2.4.5.4 Attuazione degli IFRS e obblighi informativi**

Un'entità deve fornire informazioni che spieghino e illustrino gli importi iscritti in bilancio derivanti dalle attività di esplorazione e valutazione e i principi contabili utilizzati per la rilevazione delle suddette attività come indicato dall'IFRS 6 nel paragrafo 23 e 24.

Il paragrafo 25 prevede che l'entità deve trattare gli attivi delle operazioni di esplorazione e di valutazione in classi separate di attività e, sulla base della loro tangibilità, divulgare le informazioni aggiuntive richieste dallo IAS 16 o dallo IAS 38.

Lo IAS 1 - Presentazione del bilancio - richiede che un'entità debba fornire tutte le informazioni supplementari necessarie per una corretta presentazione del bilancio. Ciò può includere la divulgazione di ipotesi relative al futuro o altre stime.

Sulle riserve, invece, l'IFRS non dà alcuna definizione e nemmeno nello IAS 16 ne troviamo trattazione (quindi l'unica istituzione che le disciplina è la SEC). Per le aziende



che non riportano alla SEC, questo significa che la divulgazione delle riserve *unproved* è discrezionale.

L'IFRS 6 può essere attuato solo se è il risultato di una informativa finanziaria più vicina ai principi indicati dal Framework dello IASB. In altri casi, l'impresa può continuare la politica esistente o sviluppare una nuova politica contabile sulla base del quadro IASB. Nel 2008 una ricerca di PwC ha fatto notare che quasi tutti i soggetti che aderiscono alla disciplina IAS/IFRS hanno scelto di utilizzare l'IFRS 6 piuttosto che sviluppare politiche proprie basate sul *framework* (PwC, 2008).

Ma generalmente, le società effettuano comunicazioni che sono spesso addizionali alle informazioni richieste dagli IFRS 6, perché è lo stesso IAS 1 a richiedere la divulgazione delle principali ipotesi e stime relative al futuro. In virtù di ciò molto spesso le società rendono note le informazioni di tutte le riserve particolarmente le P1 e le P2 (KPMG, 2008).

## **2.5 Diffusione dei due sistemi contabili e differenze**

PwC (2008) riferisce che il metodo *successful effort* è il più utilizzato nel settore. Questo è il metodo contabile più adoperato dalle compagnie petrolifere e del gas integrate e, diversamente da quello che si potrebbe pensare, trova discreta frequenza anche in piccole entità attive nell'*upstream*. Alcune imprese si focalizzano solamente nei processi di esplorazione per poi vendere i diritti di perforazione e sfruttamento a un terzo dopo che l'esplorazione si sia dimostrata di successo.

Le aziende *upstream* che non utilizzano il *successful method* capitalizzano tutti i costi sostenuti per la ricerca, l'acquisizione e lo sviluppo delle riserve con riferimento a pochi grandi centri di costi. Costi che saranno portati a conto economico solo se tutte le attività inerenti si saranno dimostrate infruttuose.

Nel complesso, l'uso del metodo *full cost* da parte delle grandi compagnie integrate petrolifere è raro. Esempi di utilizzo di *full cost method* da parte di grandi entità integrate può essere trovato nella società indiana "Reliance Industries Ltd." e, fino a poco tempo fa, nella canadese "Canadian Natural Resources".

Possiamo notare nel confronto tra i due approcci contabili, una sorta di conservatorismo contabile nel metodo *successful effort*. L'aspetto nel quale possiamo trovare questa sorta di conservatorismo è nella capitalizzazione dei costi derivanti dalle attività di esplorazione e valutazione.

Mentre il full cost capitalizza tutti i costi di esplorazione e valutazione, il metodo *successful effort* spesa i costi per operazioni non riuscite. Si può notare come il secondo metodo sia più conservativo in quanto i costi imputati a conto economico riducono il risultato operativo e l'utile contabile facendo diminuire il valore del patrimonio netto. Questo aspetto lo possiamo ritrovare, più in generale, anche nella valutazione delle rimanenze. Ad esempio un uso del LIFO è più conservativo del FIFO. Infatti con una gestione delle scorte sotto il LIFO il magazzino verrà valutato a costi più vecchi (che generalmente sono inferiori) al contrario del FIFO, comportando un effetto sul reddito netto.

Ma, d'altronde, è lo stesso quadro IASB nel paragrafo 37 che fa riferimento al principio di prudenza in modo che "*attività o ricavi non siano sovrastimati e passività o i costi non siano sottostimati*". Tuttavia l'esercizio della prudenza non può portare a "*la creazione di riserve occulte o di accantonamenti eccessivi, la sottovalutazione deliberata di attività o reddito, o la sovrastima deliberata di passività o spese*" (IASB quadro punto 37).

In uno studio di Watts (2003) vengono dati anche altri importanti motivi per praticare questa sorta di conservatorismo contabile.

Watts suggerisce che la contabilità conservativa può portare ad una riduzione di costi di agenzia e ad una riduzione nella violazione dei contratti del management.

Inoltre, per certi versi, i detentori di debito e di *equity* potrebbero preferire questo aspetto in quanto rende più rapido un riconoscimento di perdita.

Praticare questo conservatorismo può anche portare ad una riduzione dei costi sociali e di contenziosi perché livelli patrimoniali e di reddito elevati possono portare ad un aumento dei costi sociali e legali.

In particolare negli ultimi decenni le società di greggio e gas si sono impegnate socialmente in progetti a favore dell'ambiente e dello sviluppo delle comunità nei paesi più arretrati. Ciò è dovuto al fatto che avere delle *performances* particolarmente positive

significa anche subire pressioni per un maggior impegno sociale a favore dell'ambiente (Frynas, 2005).

## CAPITOLO III

# I PRINCIPALI INDICATORI DI BILANCIO E DI *PERFORMANCE* DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA

### 3.1 L'uso degli indicatori

#### 3.1.1 Una panoramica generale

Abbiamo detto in precedenza che il bilancio è lo strumento mediante il quale gli *stakeholders* sono in grado di prendere decisioni in campo economico. Ed è mediante un'attenta e precisa analisi di quest'ultimo che si può capire lo "stato di salute" dell'impresa e confrontare i risultati economici e finanziari con quelli dei principali *competitors* del settore. In altre parole le analisi di bilancio permettono a soggetti esterni alla realtà aziendale, di verificare il grado di redditività, solvibilità e solidità dell'impresa attraverso l'uso di indicatori. Gli indicatori permettono di comprendere l'andamento della gestione mettendo in relazione i dati scaturenti dal bilancio, cosa che non sarebbe possibile se venissero visti esclusivamente singoli dati.

Sono informazioni critiche in quanto su di esse gli *stakeholders* adoperano le proprie scelte; sono informazioni sintetiche perché espresse da una variabile semplice o composta (es. tempo, fatturato per addetto, etc.); sono significative in quanto ben rappresentano i fenomeni aziendali alle quali si riferiscono.

Grazie ad essi il management e gli *stakeholders* possono misurare i fenomeni aziendali nel tempo, in modo da capire l'evoluzione dello stato di salute dell'impresa nel tempo e nello spazio (nei confronti della concorrenza, del settore, etc.). Ma soprattutto il management può pianificare e programmare le attività aziendali (definendo obiettivi misurabili nel breve e medio periodo) e misurare gli scostamenti (*gap*) tra obiettivi attesi e risultati ottenuti in modo da apportare le correzioni necessarie per "chiudere" i *gap*.

Un buon sistema di indicatori a misura delle prestazioni permette la rilevazione tempestiva di criticità che altrimenti con la sola contabilità potrebbero essere rilevate troppo tardi.

Le *performances*, però, non possono essere osservate solo da un punto di vista economico-finanziario. I dati contabili solo in parte rilevano la dimensione strategica della gestione e la redditività nel medio-lungo periodo.

Infatti alcuni aspetti strategici importanti come: la rapidità della consegna, *il time to market*, la soddisfazione del cliente ecc.... non sono visibili in un'analisi di bilancio.

### **3.1.2 Le diverse tipologie di indicatori**

Il successo dell'impresa, quindi, non va misurato solamente attraverso indicatori economico-finanziari, che si basano su dati ricavati dalla contabilità generale ed analitica, ma va misurato anche attraverso indicatori che misurino i risultati competitivi e sociali. Indicatori che possono misurare i risultati competitivi sono quelli che riguardano la *performance* strategica.

Gli indicatori di *performance* sociale, invece, sono costruiti al fine di misurare l'impatto che producono le scelte del management sulla collettività e sugli *stakeholders*.

Per "successo competitivo", quindi, si intende la capacità dell'impresa di cogliere i bisogni dei propri clienti, attuali e/o potenziali e di individuare sistemi e modi per soddisfarli meglio e più di quanto siano in grado di fare le aziende concorrenti.

I risultati della "dimensione competitiva" sono misurati da indicatori che valutano il "peso" dell'impresa nell'ambito del sistema competitivo in cui opera. Gli indicatori più significativi sono: la quota di mercato e la sua evoluzione nel tempo, l'andamento delle vendite, il grado di penetrazione nel mercato, il tasso di successo tra preventivi effettuati e ordini acquisiti, il grado di soddisfazione della clientela, la percentuale di reclami, il numero di clienti persi, il tasso di fedeltà della clientela e la durata media della relazione con i clienti, l'immagine percepita dai clienti, ecc....

I risultati conseguiti da una generica impresa sono solitamente di tre tipologie:

1. Risultati economico-finanziari. Determinati ricorrendo ai noti indicatori ricavabili dai dati della contabilità generale ed analitica (indicatori di economicità, redditività, di solidità patrimoniale e di liquidità).

2. Risultati competitivi. Si possono esprimere riferendosi ad opportuni indicatori che misurino il “peso” dell’impresa nell’ambito del sistema competitivo in cui opera.
3. Risultati sociali. Riguardano il livello di soddisfazione dei partecipanti (lavoratori dipendenti, proprietari del capitale di rischio) e il grado di fiducia che l’impresa acquisisce nei confronti degli *stakeholders*, dei finanziatori, degli esponenti politici, delle organizzazioni di categoria, delle pubbliche amministrazioni.

## **3.2 L’analisi di bilancio**

### **3.2.1 Svantaggi dell’analisi di bilancio**

In generale l’analisi di bilancio presenta dei limiti:

- Innanzitutto, un’analisi di bilancio svolta sui risultati di un solo anno non è indicativa circa l’andamento dell’impresa, poiché alcuni indici devono essere analizzati nel tempo e confrontati nello “spazio” cioè con i principali *competitors* o con le medie del settore.
- Il bilancio potrebbe essere non attendibile e di conseguenza l’analisi di bilancio non avrebbe alcun significato circa l’andamento della gestione. Gli amministratori godono di una certa discrezionalità nella redazione del bilancio, come ad esempio accade nella valutazione del magazzino dove è possibile scegliere tra il metodo LIFO, FIFO e costo medio perchè alcuni valori sono il risultato di stime.
- Si basa su dati contabili e quindi, nel momento in cui il settore sta affrontando una trasformazione o la società vive un momento turbolento, l’analisi di bilancio potrebbe non leggere questa situazione immediatamente. I dati contabili sono consuntivi quindi riportano soltanto gli effetti di eventi già accaduti ma non hanno carattere “veggente”.
- I rendiconti interessati riportano esclusivamente gli effetti di eventi esprimibili in termini monetari. Ad esempio il valore della reputazione di un’azienda sul mercato non è presente nello stato patrimoniale.

Azione propedeutica ad un’analisi di bilancio è, anzitutto, la riclassificazione del bilancio in modo da poter avere una migliore lettura e comprensione dell’andamento gestionale i quali spesso risultano poco evidenti dagli schemi civilistici. Tale processo di

riclassificazione è necessario poiché i documenti di rendicontazione ufficiali perseguono finalità che non coincidono con le esigenze informative degli analisti finanziari.

La riclassificazione ha il fine di facilitare l'uso degli strumenti tipici del controllo di gestione nonché le analisi e le comparazione tra i bilanci di diverse realtà.

L'analisi si baserà sulle risultanze desumibili dal bilancio dell'impresa e verrà eseguita una diversa riclassificazione in base all'obiettivo che si porrà l'analista. Se l'obiettivo dell'analista sarà quello di conoscere la solvibilità dell'impresa nel breve (analisi di liquidità) e nel medio/lungo periodo (analisi di solidità), sarà necessario effettuare riclassificazioni di tipo finanziario.

### **3.2.2 La riclassificazione di tipo finanziario**

Una riclassificazione di tipo finanziario coinvolge esclusivamente lo stato patrimoniale e suddivide:

- Gli impieghi in base alla velocità con la quale gli stessi “ritornano” in forma monetaria;
- Le fonti in base al loro tempo di estinzione, o meglio, in base alla loro esigibilità.

Quindi gli impieghi vengono divisi in impieghi a breve e non. Gli impieghi a breve sono quelli che “vedranno un ritorno” in forma monetaria entro l'anno (come la liquidità immediata, differita e parte del magazzino, quindi si potrebbe parlare addirittura di disponibilità), il contrario varrà per quelli a non breve periodo (come le immobilizzazioni). Tuttavia, seppur alcune immobilizzazioni potrebbero entrare nelle disponibilità nel momento in cui si decide di venderle (e lo stesso vale per quegli impieghi a breve che possono essere “immobilizzati” quando rappresentano una scorta di magazzino fissa dell'impresa), per maggiore semplicità e facilità nella riclassificazione finanziaria la suddivisione degli impieghi avverrà in attivo fisso e attivo circolante. Nell'attivo fisso rientreranno tutte le immobilizzazioni (escludendo la parte immobilizzata delle disponibilità), e l'attivo circolante conterà tutte le disponibilità ad esclusione della parte disponibile delle immobilizzazioni.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO (criterio finanziario)	
Attività monetizzabili <b>OLTRE</b> i 12 mesi	Passività estinguibili <b>OLTRE</b> i 12 mesi
Attività monetizzabili <b>ENTRO</b> i 12 mesi	Passività estinguibili <b>ENTRO</b> i 12 mesi

All'interno dell'attivo fisso troveremo: immobilizzazioni tecniche materiali e immateriali, immobilizzazioni finanziarie e patrimoniali.

Le immobilizzazioni tecniche materiali comprenderanno tutti i fattori pluriennali funzionanti e in corso di costruzione nonché quelli relativi ad anticipi sul prezzo di acquisto. Bisogna ricordare che ad ogni singola voce verrà sottratto il relativo fondo ammortamento. Quest'ultimo aspetto vale anche per le immobilizzazioni tecniche immateriali che, oltre ad ammortamento, potrebbero essere soggette anche ad oneri pluriennali.

Per quanto riguarda le immobilizzazioni finanziarie, che comprendono quelle partecipazioni strategiche acquisite a scopo di controllo e i crediti a medio-lungo termine, queste dovranno essere rettificata al netto dei relativi fondi di svalutazione. Analogamente avverrà per le immobilizzazioni patrimoniali.

L'attivo circolante, invece, sarà composto più semplicemente da: magazzino, liquidità differite e immediate.

Il magazzino sarà composto (prevalentemente, se non totalmente se si tratta di imprese industriali) da: scorte di materie prime, prodotti finiti e semilavorati. Rientreranno nella categoria anche i beni il cui prezzo è stato già pagato anche se non ancora disponibili perché "in arrivo". Nella fattispecie è possibile trovare anche una sorta di "magazzino



immateriale” che riguarda i costi sostenuti in anticipo per l’acquisizione di servizi (assimilabili come risconti attivi). Gli anticipi da clienti, invece, saranno una posta sottrattiva al magazzino.

Per quanto riguarda le liquidità differite, esse comprenderanno tutti i crediti operativi e finanziari che saranno riscossi entro l’anno, mentre nella liquidità immediata rientreranno tutte le disponibilità immediate nonché i valori prontamente liquidabili.

La composizione del passivo dello stato patrimoniale riclassificato si presenta meno complessa rispetto alla struttura dell'attivo. La prassi, difatti, lo divide in tre macroclassi:

- mezzi propri;
- passività consolidate;
- passività correnti.

I mezzi propri rappresentano il capitale di finanziamento disponibile per l'azienda a tempo indeterminato e costituiscono le fonti finanziarie apportate dal titolare o dai soci nonché il patrimonio autoprodotta.

Le altre fonti, ovvero le passività consolidate e brevi, costituiscono il capitale di credito messo a disposizione da terzi a titolo di prestito. Le passività consolidate hanno un’estinzione, una scadenza che va oltre l’esercizio, come ad esempio: mutui, prestiti obbligazionari, finanziamenti da parte di soci non costituenti capitale di rischio ecc... Le passività correnti, al contrario, sono costituite da debiti che dovranno essere estinte entro il periodo amministrativo, esempio ne sono i debiti di funzionamento.

La riclassificazione è sintetizzata dal seguente grafico:

<b>STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO</b> (criterio finanziario)	
<b>IMPIEGHI</b>	<b>FONTI DI FINANZIAMENTO</b>
<b>Immobilizzazioni</b> Immobilizzazioni materiali Immobilizzazioni immateriali Immobilizzazioni finanziarie Immobilizzazioni patrimoniali Immobilizzazioni commerciali	<b>Mezzi propri</b>  <b>Passivo consolidato</b>  <div style="text-align: right;">1 anno</div>
<b>Attivo circolante</b> Magazzino Liquidità differite Liquidità immediate	<b>Passivo corrente</b>
<b>Totale capitale investito</b> <b>Totale capitale investito caratteristico</b>	<b>Totale capitale di finanziamento</b>

Nello schema successivo si possono vedere in maniera più approfondita la riclassificazione delle poste del bilancio.

Riclassificazione dello Stato Patrimoniale per grado decrescente di liquidità (criterio finanziario)

ATTIVO	PASSIVO
(A) ATTIVO CIRCOLANTE — DISPONIBILITÀ	(D) DEBITI A BREVE
(a) Liquidità cassa e c/c attivi – (accrediti per crediti ceduti s.b.f.) titoli di Stato altri titoli liquidabili	(h) Finanziari banche utili da distribuire Erario per imposte (fondo imposte) quote di mutui e di obbligaz. da rimborsare nell'anno
(b) Crediti a breve termine in portafoglio ceduti ma salvo buon fine ..... – (fondo rischi su crediti) – (fondi svalutazione vari su crediti) versamenti dovuti dai soci e prontamente richiamabili	(i) Commerciali fornitori anticipi da clienti
(c) Magazzino e valori realizzabili materie semilavorati prodotti merci ..... – (fondi svalutazione) anticipi a fornitori ratei e risconti attivi .....	(l) Altre voci ratei e risconti passivi .....
ATTIVITÀ CIRCOLANTI TOTALI (a + b + c)	DEBITI A BREVE TOTALI (h + i + e)
(B) ATTIVO FISSO — IMMOBILIZZI	(E) DEBITI A LUNGA
(d) Tecnici immob. industr. impianti macch. ..... – (fondi ammortamento)	(m) Finanziari mutui – (quota da rimborsare nell'anno) obbligazioni – (quota da rimborsare nell'anno) C/di terzi a termine
(e) Immateriali brevetti marchi avviamento .....	(n) Altri trattamento di fine rapporto depositi cauzionali ricevuti
(f) Finanziari e commerciali partecipazioni non liquidab. azioni proprie crediti a lungo termine cauzioni ..... – (fondi svalutazione)	DEBITI A LUNGA TOTALI (m + n)
(g) Patrimoniali (immob. non ind.) ..... – (fondi ammortamento)	(F) CAPITALE PROPRIO AZIENDALE
ATTIVITÀ FISSE TOTALI (d + e + f + g)	(o) Capitale sociale (o conferito)
(C) ATTIVO TOTALE (A + B)	(p) Riserve ufficiali volontarie
	(q) Utile / Perdita Utile d'esercizio – (Perdita d'esercizio) Utile eserc. prec. – (perdita eserc. prec.)
	(r) Altre voci C/C Soci illim. resp. fondo rinnovamento fondo plusvalenze da reinvest. .....
	CAPITALE PROPRIO AZIENDALE TOTALE (o + p + q + r)
	(G) TOTALE PASSIVITÀ (D + E + F)

Questa riclassificazione è utile per capire la composizione del capitale delle società in quanto consente di conoscere il peso dei singoli impieghi e fonti rispetto al capitale investito (attraverso gli indici) e di calcolare i rapporti relativi tra un impiego e l'altro oppure tra una fonte e l'altra (attraverso l'uso di quozienti). Quindi mentre i primi si possono muovere tra un valore di zero ed uno, i secondi possono variare tra un valore di zero e infinito, in quanto è possibile che l'impiego o la fonte al denominatore non esista all'interno dell'impresa.

### 3.2.3 L'analisi di composizione, di solidità e di elasticità

Gli indici e i quozienti ricavabili dalla riclassificazione finanziaria sono molto utili per calcolare il grado di elasticità e di indebitamento della società.

Nel seguente grafico viene rappresentata la “struttura” di un bilancio che segue questo tipo di riclassificazione con i principali indici di composizione usati.

AF	MP	AF: attivo fisso AC: attivo circolante MP: mezzi propri PC: passività consolidate
	PC	PB: passività a breve CI: capitale investito
AC	PB	<b>INDICI DI COMPOSIZIONE</b> Indice di rigidità degli impieghi = AF/CI Indice di elasticità degli impieghi = AC/CI Quoziente di elasticità = AC/AF Quoziente di rigidità = AF/AC
CI	CI	

Indice di autonomia finanziaria =  $MP/CI$

Indice indebitamento =  $P/CI$

Indice indebitamento m/l termine =  $PC/CI$

Indice indebitamento breve termine =  $PB/CI$

Indice indebitamento permanente =  $(MP+PC) / CI$

Quoziente indebitamento =  $P/MP$

Quoziente consolidamento del passivo =  $PC/PB$

È possibile, poi, scavare più approfonditamente negli indici di rigidità e di elasticità degli impieghi, rapportando le sub-categorie precedentemente delineate al capitale investito.

Indice di immobilizzo immateriale =  $\text{Immobilizzazioni immateriali}/CI$

Indice di immobilizzo materiale =  $\text{Immobilizzazioni materiali}/CI$

Indice di immobilizzo finanziario =  $\text{Immobilizzazioni finanziarie}/CI$

Indice di disponibilità magazzino =  $\text{Magazzino}/CI$

Indice liquidità totale =  $(\text{Liquidità differite} + \text{liquidità immediata}) / CI$

Indice liquidità immediata =  $\text{Liquidità immediate}/CI$

Una buona elasticità della gestione è un fattore che favorisce l'equilibrio economico poiché consente in tempi brevi il riadattamento dell'impresa alle condizioni mutevoli. Al contrario, un'impresa molto rigida avrà molti vincoli che non le permetteranno di riadattarsi velocemente all'ambiente. Le imprese più rigide sono caratterizzate da una prevalente presenza di fattori pluriennali, ovvero un maggiore attivo fisso. È proprio questo uno dei principali problemi che devono affrontare le imprese petrolifere che sono caratterizzate da una notevole presenza di costi fissi ma sono costrette a muoversi in un contesto molto aleatorio dovuto ad una *commodity* molto volatile e ad un'attività, quella petrolifera, molto rischiosa e ad alto tasso di insuccesso.

L'analisi di solidità mira a misurare la "solidità dell'impresa", ovvero la sua capacità di mantenersi in equilibrio finanziario nel medio/lungo periodo. Questa capacità dipenderà dal grado di indebitamento e dalle correlazioni temporali tra la scadenza delle obbligazioni e il "tasso di ritorno" degli impegni. Questo perché una diacronia sostanziale tra i tassi di ritorno degli impieghi e le scadenze delle relative passività può portare a situazioni di illiquidità e/o di insolvenza dell'impresa (questa situazione sarebbe particolarmente evidente nel caso in cui la maggior parte degli impegni fissi venisse finanziata con passività a breve termine). Le analisi di solidità si svolgono attraverso indici di struttura che mettono a rapporto (nel caso dei margini a sottrazione) tra di loro elementi delle fonti e degli impieghi.

Quoziente di struttura primario=  $MP/AF$  } Esprimono in che misura i mezzi propri  
 Margine di struttura primario=  $MP-AF$  } finanziano l'attivo fisso. Mentre il secondo  
 è un valore assoluto il primo è un valore  
 relativo ed è per questo che è il più usato.

Generalmente un valore maggiore o uguale a uno è un ottimo risultato ma è del tutto  
 accettabile anche un quoziente primario non molto al di sotto dell'unità.

Quoziente secondario di struttura=  $(MP + Pm/l) / AF$  } Anche qui molto più  
 Margine secondario di struttura =  $(MP + Pm/l) - AF$  } significato avrà il  
 quoziente secondario di  
 struttura. Entrambi gli indici rappresentano in che misura i mezzi propri e il passivo a  
 lungo termine coprono l'attivo fisso.

Un'impresa solida ha generalmente un quoziente superiore ad uno ed un margine  
 positivo. Quando entrambi gli indici hanno questi risultati significa non solo che l'intero  
 attivo fisso verrà finanziato con mezzi finanziari che avranno una scadenza lontana nel  
 tempo, ma che parte di essi verrà utilizzata per finanziare l'attivo circolante. Nel caso in  
 cui, invece, questi indici presentano valori inferiori a quelli suddetti, significa che ci  
 troveremo davanti ad una situazione non favorevole. In questo caso parte dell'attivo fisso  
 è stato finanziato con passività a breve termine che costringeranno l'impresa a reperire  
 nuove fonti di finanziamento per far fronte alle più prossime esigibilità, rendendo più  
 concreto il rischio di insolvenza.

È consigliato di affiancare gli studi di quest'indici con un'analisi di anzianità delle  
 immobilizzazioni che può dare una visione all'analista circa il momento nel quale  
 l'impresa avrà bisogno di rinnovare le proprie immobilizzazioni. Questo indice di vetustà,  
 se particolarmente alto, avverte che a breve l'impresa sarà costretta a procedere ad un  
 rinnovo delle immobilizzazioni che potrebbe peggiorare consistentemente gli indici di  
 struttura.

Comunque sia, nell'industria petrolifera questi tipi di analisi sono poco usate poiché poco  
 significative e ciò è dovuto alla grande dinamicità del settore nonché all'aleatorietà delle  
 operazioni.

Questi tipi di analisi sono notevolmente “inquinati” qualora venga utilizzato il metodo di contabilizzazione *full cost*, poiché alcune parti dell’attivo potrebbero non “esistere” e quindi non creare quei benefici futuri economici attesi per l’impresa (come stabilito dai principi contabili internazionali). Questo minerebbe la finalità dell’analisi di solidità e composizione, poiché col metodo *full cost* vengono capitalizzate anche le spese che non comporteranno alcuna scoperta di greggio. Gli effetti in un’analisi del genere sarebbero quelli di sopravvalutare le capacità di solidità dell’impresa.

### **3.3 La riclassificazione economica**

Per calcolare la redditività aziendale, ovvero la capacità dell’impresa di generare reddito, sarà necessaria una riclassificazione del bilancio che avverrà in maniera diversa rispetto al metodo finanziario fino ad ora utilizzato. Il criterio utilizzato è di tipo “economico”, nel senso che è una riclassificazione di tipo funzionale volta a riconoscere le operazioni di pertinenza gestionali e non.

L’impresa, oltre a dover svolgere l’attività per la quale è stata creata, molto spesso si troverà ad affrontare operazioni che vanno oltre il settore di riferimento, trovandosi ad operare in ambiti diversi da quello proprio (un classico esempio è quello dell’azienda che detiene immobili e decide di locarli). All’interno del conto economico è possibile trovare dati che, oltre a riguardare l’area caratteristica, coinvolgono l’area finanziaria ed eventualmente quella extra-caratteristica e straordinaria.

Nell’area straordinaria ci andranno tutti quei valori derivanti da eventi inconsueti e da quegli elementi che sono estranei alla gestione tipica, “l’aggettivo straordinario, riferito a proventi ed oneri, non allude all’eccezionalità o anormalità dell’evento, bensì all’estraneità della fonte, del provento o dell’onere alla attività ordinaria”, così recita la relazione accompagnatoria del D.Lgs. 127/91.

Esempio sono le plusvalenze o minusvalenze derivanti da dismissione di *asset*, oppure il recupero di un credito già azzerato per presunta inesigibilità.

Nella tabella di seguito è raffigurato il contenuto a scalare del conto economico riclassificato con i più importanti margini.

<b>Ricavi netti di vendita</b> Variazioni delle rimanenze di prodotti <b>Valore della produzione</b> Costi per materie prime e di consumo Costi per servizi Rimanenze di materie prime Altri costi <b>Valore aggiunto</b> Costi del personale <b>Margine Lordo (Ebitda)</b> Ammortamenti e svalutazioni <b>Reddito operativo (Ebit)</b> Risultato della gestione finanziaria <b>Risultato della gestione ordinaria</b> Risultato della gestione straordinaria <b>Risultato prima delle imposte</b> <i>Imposte e tasse</i> <b>Utile d'esercizio</b>
---

Invece lo stato patrimoniale è così riclassificato:

<b>Capitale Investito Operativo</b> (al netto delle passività di funzionamento)	<b>Mezzi Propri</b>
<b>Capitale Investito Extra-Operativo</b> Scorta liquida (banche c/c)	<b>Debiti Finanziari</b>

Alla luce della precedente rappresentazione dello stato patrimoniale vi è una considerazione da fare. Le attività che saranno classificate come caratteristiche riguarderanno gli investimenti tipici dell'impresa, ovvero quelli necessari al perseguimento della *mission* aziendale. Quelli non caratteristici rientreranno negli investimenti extra-operativi, ovvero non strumentali al perseguimento della *mission*.

Tra le passività troviamo le passività di funzionamento: ovvero quelle che si sviluppano con la gestione operativa, e altre, invece, di natura finanziaria chiamate appunto debiti finanziari. Il debito verso fornitori, i costi sospesi e il T.F.R. fanno parte dei debiti operativi (ovvero di funzionamento); i mutui e i prestiti obbligazionari fanno parte dei debiti finanziari.

Una seconda base di distinzione tra debiti operativi e finanziari è che quest'ultimi sono debiti a interesse esplicito, cioè esplicitamente onerosi, mentre i debiti operativi sono



debiti a interesse implicito: il loro costo è una frazione non conosciuta e non scorponabile del prezzo della risorsa acquistata.

### **3.4 Il *Return on equity*, la sua funzione e cosa misura**

Uno degli indici più usati e più importanti per calcolare la redditività d'azienda è senz'altro il ROE (*return on equity*). Come dice lo stesso acronimo, questo indice si propone di calcolare la redditività del capitale di rischio nella gestione immesso dai soci. Il ROE, quindi, è dato dal rapporto tra una variabile flusso (il reddito generato nel corso dell'esercizio) e una variabile stock (i mezzi propri).

$$\text{ROE} = \text{REDDITO NETTO} / \text{MEZZI PROPRI}$$

Il ROE rappresenta il tasso di redditività del capitale proprio ed indica il livello di remunerazione del rischio assunto da parte dei soci o dall'imprenditore per la gestione.

Esso rappresenta quindi una misura sintetica della redditività aziendale che avrà risultato negativo qualora nell'esercizio in esame non sia stato prodotto un utile ma una perdita.

Se il denominatore dovesse essere negativo non sarà significativo calcolare l'indice ROE poiché in questo caso non c'è capitale proprio dell'azienda investito nella sua attività.

Nel calcolo dell'indice ROE invece di utilizzare al denominatore i mezzi propri indicati a fine anno nello stato patrimoniale, è possibile che venga utilizzato un valore aritmetico medio o addirittura ponderato, qualora nel corso dell'anno in questione il valore abbia subito variazioni in aumento o in diminuzione.

È possibile anche calcolare un ROE lordo, in modo da avere al numeratore, anziché il reddito netto, il reddito lordo. In questo modo non si terrà conto degli oneri tributari e dell'influenza che i tributi erariali hanno sulla gestione dell'entità. Questo indice è senz'altro più adatto per confrontare in maniera più puramente economica i risultati delle gestioni delle diverse imprese, in quanto la tassazione è una variabile esogena alle scelte del management.

È possibile attuare una procedura del genere anche nei confronti della gestione straordinaria, ovvero riportare al numeratore il reddito netto (o l'eventuale perdita), senza tener conto della gestione straordinaria, al fine di ottenere un risultato normalizzato.

Appunto per questo il ROE verrebbe chiamato “normalizzato” a differenza di quello “integrale” descritto precedentemente.

Interpretazione:

- Il ROE esprime la capacità dell'impresa di produrre reddito per la proprietà, in quanto costruito dal rapporto tra la redditività netta prodotta dall'attività di impresa e le risorse che la proprietà ha reso disponibili per svolgere tale attività.

Quindi il ROE misura, per certi versi, l'attrattività che un'impresa detiene per effetto della gestione, ovvero può essere considerato un indicatore attraverso il quale un investitore può effettuare comparazioni rispetto agli investimenti alternativi di pari rischiosità<sup>15</sup>.

- Il ROE permette di valutare la redditività di un'impresa, tenuto conto di tutte le gestioni (si ricorda infatti che l'utile d'esercizio posto a numeratore è il risultato netto d'impresa, calcolato, quindi tenendo conto di tutte le gestioni aziendali, cioè quella caratteristica, patrimoniale, finanziaria, straordinaria e tributaria).

### 3.4.1 Le possibili scomposizioni del ROE

Per meglio capire le variabili in grado di influenzare il ROE è possibile attuare delle scomposizioni:

La prima è la seguente:

$$ROE = \frac{Ro}{Ko} \times \frac{Ko}{K} \times \frac{K}{N} \times \frac{Rn}{Ro}$$

dove:

Ro = Reddito operativo

Ko = Capitale operativo

---

<sup>15</sup> Non esiste in assoluto un ROE minimo di accettazione generale al quale convergono le imprese. Il ROE obiettivo che ciascuna impresa intenderà raggiungere dipenderà dal Paese nel quale opera, dal settore, dalla struttura finanziaria e dai tassi legati agli investimenti alternativi.

K = Capitale investito

N = Patrimonio netto

Rn = Reddito netto

Il primo fattore della formula non è altro che il ROI che indica la redditività del capitale investito.

ROI = REDDITO OPERATIVO / INVESTIMENTI OPERATIVI

Questo indicatore è correlato alla struttura dei costi dei ricavi aziendali registrati nell'esercizio della sua attività caratteristica e al capitale investito nella gestione caratteristica.

Qui di seguito si riporta un confronto tra i diversi ROI che è possibile trovare in diverse industrie:

Ranking	Industry Ranking	Within Sector	Roi
1	Biotechnology & Drugs	1	22.51 %
2	Tobacco	1	22.10 %
3	Tires	1	21.75 %
4	Computer Hardware	1	20.26 %
5	Retail Apparel	1	19.90 %

Page: 1

Ranking	Industry Ranking	Within Sector	Roi
51	Oil & Gas Integrated Operations	1	4.59 %

16

<sup>16</sup> Il dato è riferito ai risultati raggiunti dai settori nei primi due quadrimestri del 2015 ed è estrapolato da CSImarket.com e si riferisce alle imprese operanti negli USA.

Come possiamo notare i livelli di ROI nella prima metà del 2015, sono risultati particolarmente bassi per le attività *oil&gas* a dimostrazione di quanto la *commodity* pesi sulla redditività della gestione.

Qui di seguito, invece, vengono riportati i livelli di ROI raggiunti dal settore energetico nel 2014<sup>17</sup>.

Energy Sector	4 Q	3 Q	2 Q	1 Q	4 Q
	2014	2014	2014	2014	2013
Return On Assets (TTM)	5.51 %	6.66 %	6.29 %	6.56 %	6.82 %
Return On Assets Ranking	# 7	# 5	# 7	# 6	# 5
Return On Investment (TTM)	6.57 %	7.94 %	7.52 %	7.85 %	8.16 %
Return On Investment Ranking	# 7	# 7	# 7	# 7	# 7
Return On Equity (TTM)	11.08 %	13.31 %	12.57 %	13.13 %	13.71 %
Return On Equity Ranking	# 9	# 9	# 10	# 10	# 10

E questi invece sono i livelli di redditività raggiunti dalle attività *oil&gas* nel 2014.

Oil & Gas Operations Industry	4 Q	3 Q	2 Q	1 Q	4 Q
	2014	2014	2014	2014	2013
Return On Assets (TTM)	6.02 %	6.95 %	6.55 %	6.7 %	7.07 %
Return On Assets Ranking	# 41	# 39	# 41	# 39	# 38
Return On Investment (TTM)	7.16 %	8.27 %	7.83 %	8.02 %	8.45 %
Return On Investment Ranking	# 45	# 47	# 48	# 45	# 44
Return On Equity (TTM)	12.23 %	14.05 %	13.28 %	13.63 %	14.45 %
Return On Equity Ranking	# 58	# 52	# 56	# 53	# 52

Più nello specifico nell'industria *oil&gas* si è mantenuto un livello di redditività leggermente più alto rispetto a quello delle altre industrie del settore energetico, attestandosi all'incirca a 0.3% in più rispetto alla media del settore. Livelli ben al di sotto a quelli del 2006 quando alcune imprese di *oil&gas* raggiungevano picchi di ROI del 19-20%<sup>18</sup>.

Il secondo fattore ad incidere sul ROE è il “peso” del capitale operativo sul capitale investito globale, peso espresso dal rapporto:

#### CAPITALE OPERATIVO / CAPITALE INVESTITO

Questo fattore esprime quanta parte del totale delle attività è destinato ad attività operative, e quindi quanta parte degli impieghi è destinata alla *mission* aziendale.

Il terzo fattore è l' “indice di leva finanziaria”<sup>19</sup> :

<sup>17</sup> I dati sono estrapolati da CSImarket.com.

<sup>18</sup> Non a caso le medie di settore (fonte CSImarket.com) indicano che il ROI medio nel 2006 fu pari al 17%.

<sup>19</sup> Così chiamata nel sito [borsaitaliana.it](http://borsaitaliana.it)

## CAPITALE INVESTITO /PATRIMONIO NETTO

Questo fattore pone in evidenza la proporzione esistente fra l'intero capitale impiegato dall'impresa e la parte di esso rappresentato dal capitale proprio. Quanto maggiore è il valore dell'indice tanto maggiore è la dipendenza dell'azienda dal capitale di terzi.

Quarto è l'indice di incidenza del “reddito netto globale” sul “reddito operativo”.

## REDDITO NETTO /REDDITO OPERATIVO

Questo indice esprime il peso esercitato dalle diverse gestioni: extra-operativa, finanziaria, straordinaria e tributaria sulla redditività netta. L'indice assume valori tanto più vicini allo zero quanto più elevato è il peso delle altre gestioni.

Questo indice, di norma, non è superiore all'unità, salvo rilevanti proventi straordinari. È inferiore all'unità per effetto dell'imposizione fiscale e, ai fini della scomposizione, è un elemento che darà un effetto riduttivo al ROE.

Da ciò si evince che il tasso di redditività del capitale proprio dipende:

- dalla redditività della gestione operativa;
- dall'incidenza del capitale operativo sul capitale totale;
- dalla struttura finanziaria dell'impresa medesima espressa attraverso il “grado di indebitamento”;
- dalla redditività di tutte le altre gestioni.

### **3.4.2 Il ROE secondo lo schema DuPont**

Altra riclassificazione che è possibile attuare è quella di DuPont. Questa scomposizione permette di suddividere il ROE in tre componenti. Il nome deriva dal gruppo chimico statunitense DuPont Corporation che fu il primo, nella prima metà del XX secolo, ad utilizzare tale formula.

Partendo dall'indice:

$$\text{ROE} = \text{Utile Netto} / \text{Capitale Proprio}$$

$ROE = (\text{Utile Netto} / \text{Ricavi}) \cdot (\text{Ricavi} / \text{Totale Attività}) \cdot (\text{Totale Attività} / \text{Capitale Proprio})$

Lo schema di DuPont scompone così il *Return On Equity* in tre indicatori:

- Utile Netto/Ricavi → Indice di Efficienza Operativa (*Profit Margin*)

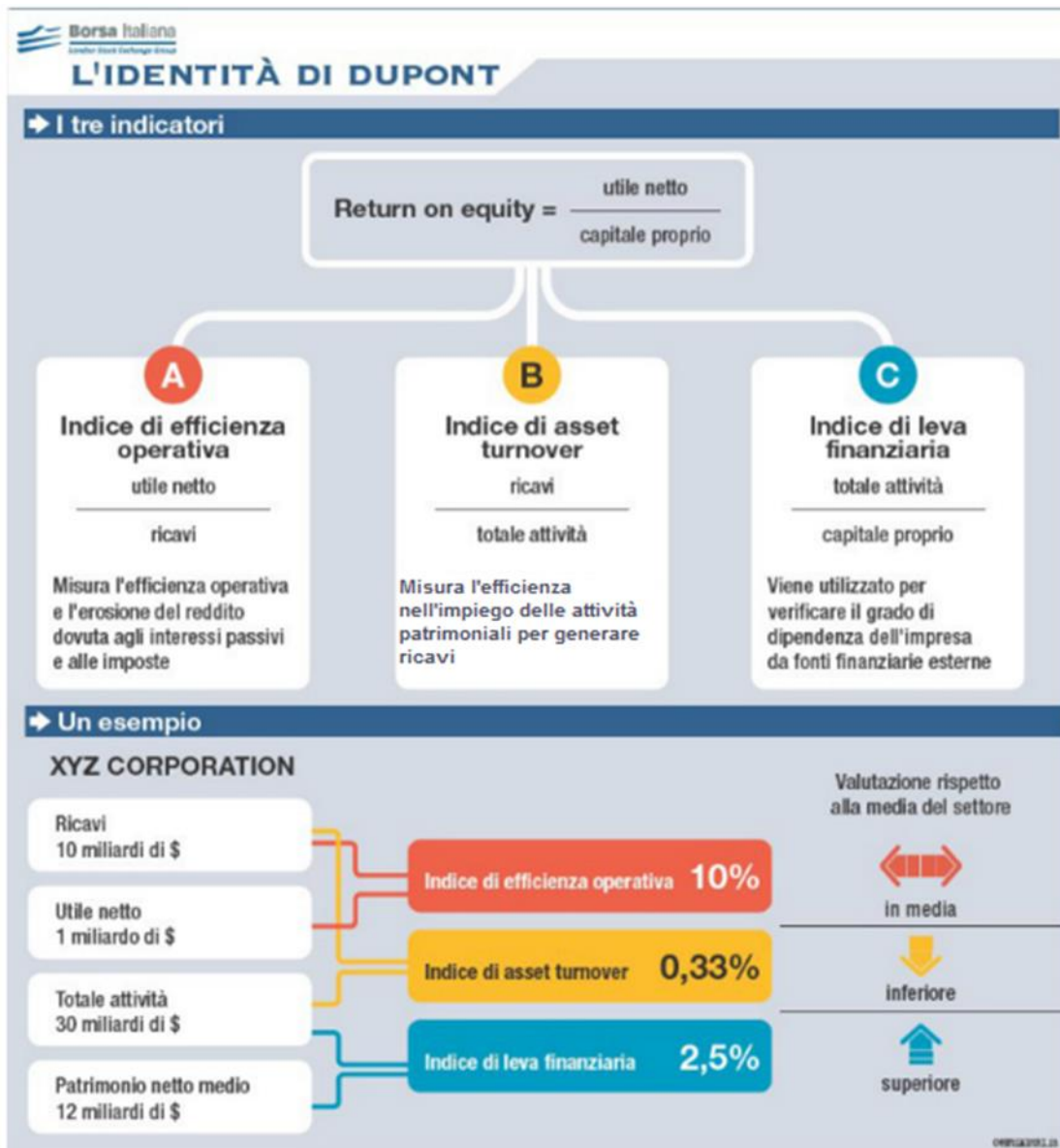
Il *profit margin* misura l'efficienza operativa e l'erosione del reddito generata dalle spese operative, dagli oneri finanziari e dalle imposte.

- Ricavi/Totale Attività → Indice di *Asset Turnover*

L'indice di rotazione delle attività misura l'efficienza nell'impiego delle attività patrimoniali per generare ricavi.

- Totale Attività/Capitale Proprio → Indice di leva finanziaria

Viene utilizzato per verificare il grado di dipendenza dell'impresa da fonti finanziarie esterne. Quanto più alto sarà il valore tanto meno equilibrata sarà giudicata la struttura finanziaria.



L'identità DuPont non può essere utile per l'analisi di tutte le industrie. In generale è meno utile per le banche e per alcune attività quali *investment banking*, in cui gli elementi sottostanti non sono significativi.

Questa scomposizione può essere molto utile per capire da dove deriva la creazione del valore da parte dell'impresa. Ad esempio settori come *accounting services*, *legal services* o *health and care* hanno generalmente *profit margin* molto elevati dai quali deriva una parte sostanziale del loro vantaggio competitivo e della loro redditività. Quindi, a differenza di altri settori, avranno obiettivi in termini di vendite di gran lunga inferiori

rispetto alla maggior parte dei settori industriali che avranno, invece, necessità di raggiungere determinate masse critiche in termini di unità vendute per ottenere profitti consistenti (come avviene, ad esempio, nell'ambito *retail*).

In altri settori, invece, un aumento delle vendite potrebbe determinare un abbassamento dei *profit margin*. Questo perché il *profit margin* è fortemente legato al prezzo applicato al prodotto o al servizio e se un prodotto riesce ad essere venduto ad un prezzo molto alto per via della sua scarsa reperibilità sul mercato (e quindi caratterizzato da un'alta esclusività), un aumento della sua disponibilità potrebbe provocare una diminuzione notevole del prezzo tale da diminuire il *profit margin* (questo può accadere nel settore lusso o della moda).

Per quanto riguarda l'*oil&gas* c'è da dire che, in realtà, questo indice dipende tantissimo dalla *commodity* e dai costi di estrazioni, che, come detto nel precedente capitolo, possono oscillare tra i \$5 e i \$75 dollari al barile (le estrazioni più costose sono quelle che avvengono nell'Artico).

Invece, per quanto riguarda l'*asset turnover* che esprime, per certi versi, la capacità dell'attivo dell'impresa di generare ricavi, qui di seguito viene proposto una classificazione dei cinque settori che presentano il maggior indice nell'economia<sup>20</sup>.

Ranking	Asset Turnover Ratio Ranking by Sector	Ratio
1	Retail	2.27
2	Consumer Non Cyclical	0.90
3	Capital Goods	0.85
4	Transportation	0.84
5	Energy	0.76

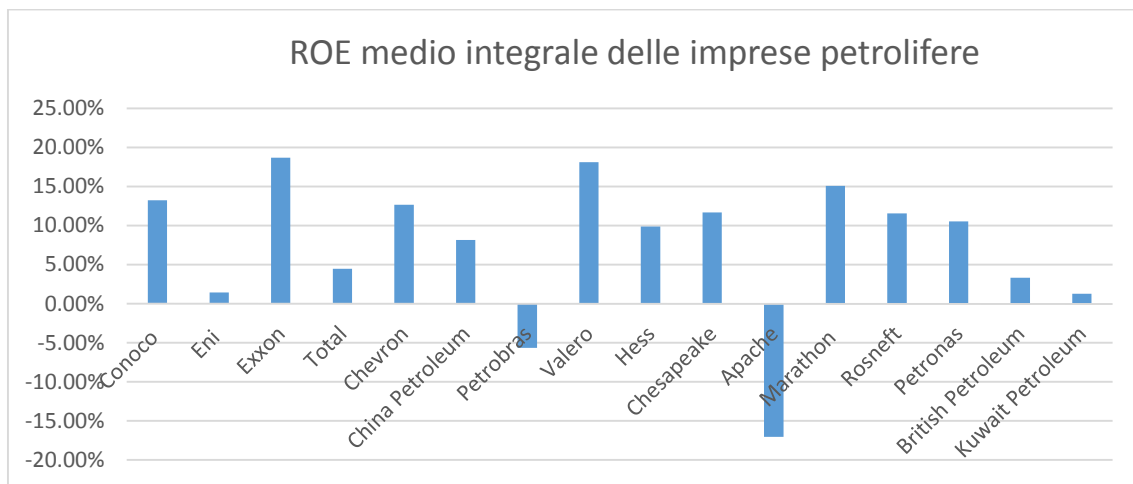
L'impresa con il più alto *turnover ratio* nel settore petrolifero è ExxonMobil che ha un *ratio* pari a 0.96 come di seguito indicato. Questo è senz'altro uno dei motivi per cui ExxonMobil riesce ad avere dei ROE maggiori rispetto alla media del settore.

<sup>20</sup> I dati fanno riferimento al mercato statunitense e si riferiscono ai risultati delle imprese nel 2014, fonte CSImarket.com.



Si riporta di seguito il ROE medio integrale prodotto da alcune imprese del settore nel 2014.

21



<sup>21</sup> I dati dai quali è stato calcolato gli indici (sia ROE che il ROACE) sono stati presi dai rispettivi bilanci delle imprese dell'anno 2014.

	Roe medio integrale 2014		
Conoco	13.21%		
Eni	1.44%		
Exxon	18.67%		
Total	4.46%		
Chevron	12.65%		
China Petroleum	8.15%		
Petrobras	-5.67%		
Valero	18.09%		
Hess	9.88%		
Chesapeake	11.65%		
Apache	-17.06%		
Marathon	15.09%		
Rosneft	11.55%		
Petronas	10.52%		
British Petroleum	3.33%		
Kuwait Petroleum	1.27%		
	7.33%		

### 3.4.3 Il ROE e il meccanismo di *leverage*

Come visto nella prima scomposizione, il ROE è influenzato dal ROI ed entrambi, nonostante siano *ratios* che provino a misurare la redditività di un'impresa, presentano delle differenze e delle relazioni di cui sarebbe opportuno parlare.

A differenza del ROI, il ROE, avendo al numeratore il reddito netto, risente delle scelte finanziarie dell'azienda (dalle dimensioni dell'indebitamento e dal relativo costo), e dalle gestioni non caratteristiche. Quindi è possibile riscrivere l'equazione del ROE in funzione del ROI mettendo in evidenza il meccanismo della leva finanziaria.

## Relazione tra redditività e struttura finanziaria

$$ROE = \frac{RO}{CI} + \left( \frac{RO}{CI} - \frac{OF}{CT} \right) \times \frac{CT}{CN}$$

$\downarrow$                        $\downarrow$                        $\downarrow$                        $\downarrow$   
 ROI                      (ROI - i)                      x                      grado di indebitamento

RO = REDDITO OPERATIVO  
 OF = ONERI FINANZIARI  
 CI = CAPITALE INVESTITO  
 CT = CAPITALE DI TERZI  
 CP = CAPITALE PROPRIO

Introducendo il coefficiente di defiscalizzazione il ROE sarà così:

$$ROE = ROI + (ROI - tf) * Q * (1 - \alpha)$$

tf = tasso di finanziamento

Q = quoziente di indebitamento

$\alpha$  = coefficiente di defiscalizzazione

Attraverso questa equazione riusciamo a capire che il ROE tende ad aumentare all'aumentare del ROI e, soprattutto, che sarà superiore al ROI nel caso di leva finanziaria favorevole, ovvero quando il rendimento del capitale investito sarà superiore al costo di finanziamento. Nel caso in cui la redditività del capitale investito sia maggiore del costo del capitale di terzi, allora l'impresa troverà conveniente indebitarsi e il ROE crescerà all'aumentare dell'indebitamento. Nel caso contrario, ovvero che il *leverage* sia sfavorevole e che quindi  $ROI - tf < 0$ , allora il ROE scenderà al di sotto del ROI con l'aumentare dell'indebitamento. Le imprese petrolifere tendono ad avere livelli molto alti del quoziente di indebitamento (in media il livello di totale attività/mezzi propri nel settore è pari a due)<sup>22</sup> sfruttando l'effetto di *leverage* positivo per ottenere livelli più alti di redditività. Arma che però si può rivelare a doppio taglio quando il prezzo della *commodity* cade vertiginosamente.

<sup>22</sup> Il dato è stato ottenuto da un'analisi effettuata su un campione di sedici imprese: Conoco Philips, Eni, Exxon Mobil, Total, Chevron Texaco, China Petroleum Co., Petrobras, Valero Energy, Hess Co., Chesapeake Energy, Apache Co., Marathon Oil Co., Rosneft, Petronas, British Petroleum e Kuwait Petroleum prendendo in esame i bilanci del 2014.

### 3.5 Il Return on capital employed

ROCE è l'acronimo del termine inglese *Return on Capital Employed*. Esso misura il ritorno di un'azienda sul suo capitale netto e quindi misura il grado di efficienza con cui il management di una società utilizza il capitale messo a disposizione dagli azionisti per generare redditi. Si calcola dividendo il NOPAT (*Net Operating Profit After Taxes*) per la differenza tra le attività e le passività di funzionamento. L'utilizzo del NOPAT comporta, a differenza di quanto avviene nel ROE, che vengono ignorati i livelli di indebitamento (oneri finanziari) e il relativo effetto fiscale.

Per quanto riguarda il denominatore, esso può essere calcolato in due modi: guardando le *sources*, possiamo definirlo come differenza tra gli *asset* e le passività di funzionamento, oppure, osservando il lato dei *funds*, lo possiamo definire come somma tra il patrimonio netto e l'indebitamento finanziario.

Il più alto ROCE indica che la società è più abile delle altre nella crescita dei guadagni. Questa alta crescita di profittabilità e guadagni dovrebbe, in teoria, attrarre maggiori investitori.

Per una società che intende rimanere nel mercato a lungo termine, il ROCE deve essere superiore al costo del capitale proprio (WACC)<sup>23</sup>, e può essere visto come il costo opportunità di un azionista, ossia come il tasso di rendimento richiesto dall'azionista come compenso del rischio associato all'investimento. Nel decennio scorso c'è stata una crescente attenzione nell'industria petrolifera su questo indice perché dava (e dà tutt'ora) un contributo fondamentale nelle analisi di valutazione effettuate dagli analisti finanziari

---

<sup>23</sup> Il WACC (weighted average cost of capital, ovvero il costo medio ponderato del capitale) si calcola così:  $Re \cdot E / (D+E) + Rd \cdot D / (D+E) \cdot (1-t)$  dove:

Re = Costo dell'equity;

Rd = Costo del capitale a debito;

E = Equity;

D = Debito;

(D+E) = Capitale totale.

Per la stima di Re se si prende come riferimento il modello del CAPM (capital asset pricing model) la formula sarà a seguente:

$$Re = rf + \beta \times (rm - rf)$$

dove:

rf = tasso di rendimento del titolo privo di rischio;

rm = remunerazione media di mercato attesa dagli azionisti, (rm-rf) è definito anche come premio al rischio;

$\beta$  = grado di rischio specifico, generalmente è anche definito come la quantità di rischio che l'investitore sopporta investendo nell'impresa anziché nel mercato azionario nel suo complesso.

e dalle banche di investimento soprattutto quando viene utilizzato il metodo EVA (*Economic Value Added*)<sup>24</sup>.

Il ROCE è spesso usato per confrontare l'efficienza di utilizzo del capitale di imprese concorrenti nello stesso settore.

Una variante della formula è quella di utilizzare il patrimonio medio e le passività correnti medie al denominatore in modo da evitare eventuali picchi di fine mese.

Il denominatore comprende tutte le attività, il che significa che le attività fisse comprenderanno i fondi di ammortamento a loro associate. Pertanto il denominatore diminuisce nel tempo e renderà il ROCE più alto a meno che l'azienda non acquisti costantemente nuove immobilizzazioni. Questo problema è aggravato se una società utilizza un metodo di ammortamenti anticipati. Se si utilizzano ammortamenti anticipati è consigliato ricalcolare il ROCE ammortizzando le attività a quote costanti, in questo modo si riesce ad evitare una sopravvalutazione. Il denominatore può subire diminuzioni nel caso in cui si registrino perdite di valore nelle immobilizzazioni.

### 3.5.1 Una variante del ROCE: il ROACE

Il ROACE (*Return on Average Capital Employed*) è molto più usato del ROCE in quanto avrà al denominatore la media tra il capitale netto di fine periodo e quello di inizio.

Infatti il ROACE rappresenta uno degli indicatori di riferimento per la comparabilità delle imprese specialmente nel settore petrolifero.

Data l'importanza dell'indice le società attive nel settore *oil* si trovano ad effettuare scelte che hanno effetti totalmente opposti tra loro, ovvero quella di effettuare nuovi investimenti o di concentrarsi sullo sfruttamento delle riserve a disposizione dell'impresa.

---

<sup>24</sup> L'EVA di Stern e Stewart è una metodologia di quantificazione, di misurazione del valore creato per gli azionisti che si calcola così:

$$\text{EVA} = \text{NOPAT} - \text{Costo del capitale} * \text{Capitale Investito}$$

Ovvero:

$$\text{EVA} = (\text{ROCE} - \text{Wacc}) * \text{Capitale Investito}$$

Effettuare nuovi investimenti significherà aver adottato una visione di maggiore lungimiranza che penalizzerà il ROACE nel breve periodo ma che nel medio-lungo periodo determinerà una maggiore crescita dell'impresa. Invece, se il management adotterà una strategia focalizzata sulla riduzione dei costi e sulla massimizzazione dello sfruttamento delle riserve esistenti, il ROACE si innalzerà sensibilmente negli anni immediatamente successivi ma verrà danneggiata la crescita dell'impresa nel medio-lungo periodo.

Proprio per la valenza che ha assunto questo indice, le imprese del settore molto spesso si pongono un limite al budget degli investimenti e questo è un motivo che spiega come mai le IOC's siano molto meno attive rispetto agli anni precedenti nelle attività di estrazione<sup>25</sup>.

Quindi questo indicatore non è neutrale rispetto ai cicli di vita di un progetto, infatti sarà più basso nei primi anni in cui verranno effettuati nuovi investimenti e aumenterà nel corso del ciclo di vita del progetto. La cosa è particolarmente accentuata quando viene usato un metodo di contabilizzazione di tipo *successful effort* in quanto, allorchè i pozzi i pozzi di greggio si rileveranno “vuoti”, i relativi costi andranno tutti spesi a conto economico.

Quindi in caso di ritrovamento di pozzi senza riserve, mentre con il metodo di contabilizzazione *successful effort* si può avere più facilmente l'indicatore negativo (se il NOPAT sarà inferiore a 0), con il metodo *full cost* si verificherà sicuramente un abbassamento dell'indicatore, ma le probabilità che si verifichi un ROACE negativo sono notevolmente inferiori. Inoltre questo metodo di contabilizzazione può essere particolarmente penalizzante nel medio-lungo periodo poichè il denominatore tenderebbe ad aumentare nel tempo.

L'incidenza di ogni singolo progetto sul ROACE può essere più o meno rilevante a seconda della grandezza del progetto stesso e della mole dei progetti detenuti in portafoglio. Quindi per le IOC's, che hanno bilanci in termini assoluti “mastodontici” rispetto alle altre imprese, i progetti intrapresi tenderanno ad avere un impatto marginale sul ROACE o quantomeno sensibilmente minore rispetto alle altre imprese.

---

<sup>25</sup> Come scritto nel par.2.1.5 del precedente capitolo di questo lavoro.

In generale è molto probabile che le NOCs particolarmente attive in attività sociali (o che riguardino il pubblico più in generale) abbiano un ROACE più basso rispetto alle concorrenti. Ovviamente, siccome è un misuratore di performance, esso sarà un fattore al quale i finanziatori presteranno attenzione nell'erogazione dei finanziamenti. Quindi, per le imprese che si troveranno un ROACE troppo basso, questo potrebbe significare molto probabilmente un costo più alto dei finanziamenti, cosa non di poco conto visto che per il finanziamento dei progetti avviene in larga parte da mezzi esterni e non propri.

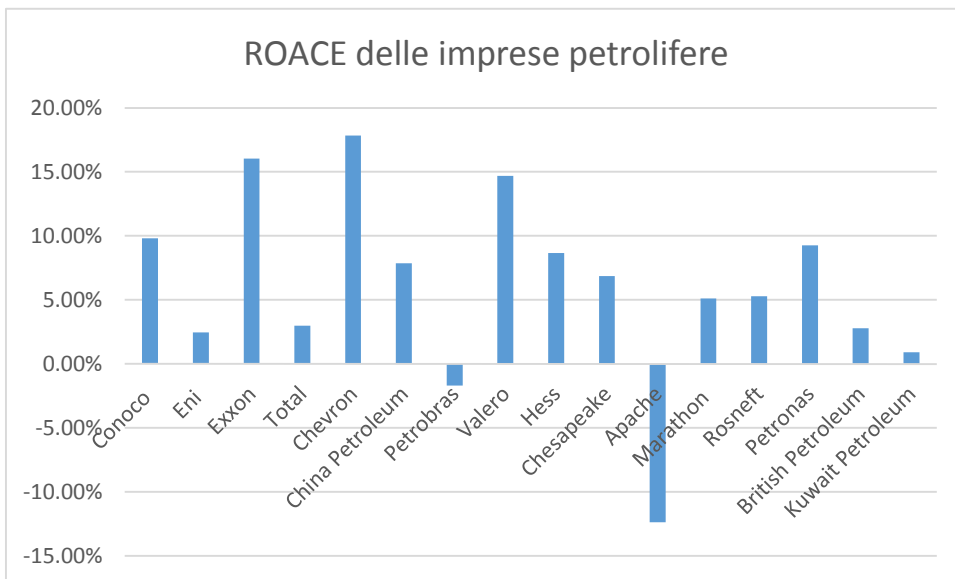
Molti analisti, proprio poiché il ROACE è un indice che dà una prospettiva non di medio-lungo periodo, prestano particolare attenzione all'indice che descrive il tasso di rimpiazzo organico delle riserve che le imprese riescono a raggiungere nell'anno in questione. Questo perché esso è un indicatore che tiene conto particolarmente delle politiche strategiche dell'impresa sulla attività estrattiva ed affiancato al ROACE esprime con maggiore fedeltà le capacità dell'impresa di poter operare nel lungo periodo nel settore<sup>26</sup>; in modo tale da poter avere in maniera più chiara il possibile conoscere la redditività a breve (attraverso il ROACE) e la redditività a lungo (attraverso il tasso di rimpiazzo organico delle riserve). Inoltre possiamo dire che questo indice (tasso di rimpiazzo organico delle riserve), per certi versi, segnala agli investitori le imprese con maggiore propensione ad operare nella fase *upstream* (e quindi anche maggiormente propense al rischio).

Qui di seguito confronto il ROACE tra le diverse imprese operanti nel settore nel 2014<sup>27</sup>:

---

<sup>26</sup> Al riguardo bisogna precisare che nelle valutazioni di impresa con il metodo dei multipli, gli indicatori che solitamente vengono presi come riferimento per determinare le imprese comparabili sono: il ROACE, l'indice di rimpiazzo risorse e il tasso di crescita di produzione.

<sup>27</sup> Il ROACE è calcolato a partire dai dati di bilancio delle rispettive imprese estratti da Yahoo finance.



	ROACE	ROCE
Conoco	9.81%	9.76%
Eni	2.44%	2.44%
Exxon	16.04%	15.76%
Total	2.98%	2.98%
Chevron	17.83%	17.17%
China Petroleum	7.86%	8.01%
Petrobras	-1.70%	-1.74%
Valero	14.69%	14.41%
Hess	8.66%	9.01%
Chesapeake	6.86%	6.94%
Apache	-12.37%	-13.41%
Marathon	5.10%	4.97%
Rosneft	5.29%	4.89%
Petronas	9.27%	9.38%
British Petroleum	2.77%	2.87%
Kuwait Petroleum	0.91%	0.68%
Media del settore	6.03%	



## 3.6 Alcuni KPI specifici del settore

### 3.6.1 KPI in generale

Nel sistema di misurazione di *performances* oltre agli indicatori di natura puramente contabile atti a misurare la redditività dell'impresa in relazione al capitale, vi sono anche indicatori che mirano a cogliere diversi aspetti della *performance* e della gestione.

Le *performances* sono numerose e differenziate e possono riguardare diverse funzioni e/o singoli processi. Vi sono indicatori di *performances* sulla logistica, sul marketing, sulla produzione, sui trasporti ecc...; essi possono essere di matrice qualitativa (quale ad esempio la misurazione della soddisfazione di un cliente) o di natura quantitativa (come ad esempio il rapporto q.tà ordini consegnati alla data / q.tà ordini pianificata in consegna). In generale gli obiettivi dei KPI possono essere di carattere generale o particolare: nel primo caso hanno l'obiettivo di misurare performance di procedimenti piuttosto comuni nella maggior parte delle imprese (come ad esempio prestazioni in termini di costo, tempo, qualità e valore del prodotto finale), nel secondo, invece, sono riscontrabili esclusivamente in determinate industrie.

In generale sono indicatori che danno una misurazione della qualità, dell'efficienza (sia statica che dinamica) e del servizio di una determinato processo.

L'utilizzo di questi indicatori, oltre che ad avere valore informativo per gli *stakeholders* circa il modo in cui l'impresa opera nel settore, è uno dei mezzi più efficaci per il management per esercitare funzioni di controllo, per ottenere informazioni e per rilevare il progresso o il regresso nel perseguimento degli obiettivi. In definitiva i KPI rappresentano uno strumento fondamentale nella pianificazione e controllo dell'attività d'impresa.

Guardando più nello specifico il settore *oil&gas* alcuni KPI sono tanto importanti da rientrare nelle analisi economiche-finanziarie degli esperti. Come detto prima uno degli indicatori più importanti del settore è il tasso di rimpiazzo organico delle risorse<sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> Al riguardo dobbiamo dire che altrettanto importanti sono l'ammontare di riserve petrolifere detenute dall'impresa. Ciò lo troviamo conferma nello studio che Chua and Woodward nel 1994 portarono a termine. Nel loro *paper* riuscirono a dimostrare come ci fosse una relazione positiva tra il prezzo degli stock delle imprese *oil&gas* e il loro futuro cash-flow e la quantità di riserve provate. In

### 3.6.2 *Lifting cost e commercial success ratio*

Gli indicatori di performance *lifting cost* e *commercial success ratio* sono degli indicatori di *performances* che misurano in un certo senso l'efficienza di un'impresa petrolifera.

L'indicatore di *lifting cost*, letteralmente traducibile come costi di sollevamento, misura i costi di produzione che sono sostenuti per ogni barile di petrolio equivalente (boe) estratto da un'impresa petrolifera. Per costi di sollevamento si intendono tutti quei costi sostenuti una volta che gli idrocarburi sono stati trovati, acquisiti e sviluppati per la produzione. Ovvero, si intendono tutti quei costi sostenuti per il funzionamento, la manutenzione dei pozzi e tutte le relative apparecchiature e servizi.

L'indicatore è calcolato come:  $(OPEX + Royalties) / \text{produzione equity}$ .

Questo KPI misura l'incidenza dei costi variabili (costi di estrazione + costi di trasporto + assicurazioni + *workover*) su ogni barile *equity* estratto. Gli *OPEX* variano a seconda della natura, della tipologia e delle condizioni operative dei vari giacimenti nei quali l'azienda opera. Quindi un'impresa, anche se molto efficiente nelle operazioni, potrebbe presentare un indicatore di *lifting cost* più elevato rispetto alle concorrenti poiché opera in estrazioni più costose e/o rischiose.

Altro appunto da fare è che l'indicatore dipenderà fortemente dagli aspetti negoziali conclusi tra le imprese petrolifere e le controparti detentrici della titolarità delle risorse circa l'aspetto delle interessenze, vale a dire dalle spettanze della produzione a ciascuna parte.

L'indicatore di performance *commercial success ratio* è calcolato come rapporto tra il numero di pozzi di successo ottenuti in un anno e il numero di pozzi esplorati nello stesso periodo. È un indicatore grezzo dell'efficacia esplorativa, dato che non viene considerata la grandezza dei giacimenti trovati né tantomeno la qualità del petrolio estratto.

---

particolare nel loro studio veniva stimato che un incremento delle riserve provate del 10% potesse comportare una variazione degli *stock price* intorno al 3.7%.

### **3.6.3 Reserves replacement ratio e life index**

Il *Reserves Replacement Ratio* è con ogni probabilità uno dei KPI più importanti dell'industria. Esso si calcola con il rapporto l'incremento di riserve registrato rispetto all'anno precedente e la produzione attuale.

Le riserve addizionali possono provenire da estensioni dell'attività esplorazione in campi contigui a pozzi esistenti, nuove scoperte, revisioni di pozzi, maggior efficacia nelle esplorazioni o acquisizioni (in questo caso l'impresa attraverso linee esterne riesce ad ottenere nuove riserve senza dover effettuare sforzi nell'attività di esplorazione).

Questo indice esprime la capacità dell'impresa di sostituire (rimpiazzare) le fonti della sua produzione corrente con la scoperta di nuove riserve. Valori inferiori al 100% possono compromettere la sostenibilità dei livelli produttivi negli anni successivi e quindi, se ripetuti nel tempo, la capacità dell'impresa ad operare in futuro.

Un valore superiore al 100%, al contrario, sta ad indicare che l'impresa dovrebbe riuscire ad avere una sostenibilità nel tempo e che soprattutto dovrebbe riuscire ad avere un trend in crescita nella produzione.

Per quanto riguarda questo indice, però, si raccomanda di prendere in esame non solo i dati di un singolo anno ma quelli del triennio perché è possibile che grazie a revisioni in aumento di alcuni giacimenti e/o ad acquisizioni, si riesca a raggiungere dei livelli più alti di rimpiazzo delle riserve nell'anno in questione. Ciò è necessario poiché altrimenti l'indicatore perderebbe la sua funzione di riconoscere le imprese che riusciranno a mantenere determinati livelli produttivi e la capacità di misurare l'efficacia degli investimenti esplorativi.

Per questo motivo spesso il management, anziché studiare il tasso di rimpiazzo delle risorse, preferisce calcolare il tasso di rimpiazzo organico delle risorse, ovvero il tasso di rimpiazzo al netto delle operazioni di portafoglio, al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Inoltre non dimentichiamo che le riserve rappresentano uno dei principali elementi di valutazione delle società petrolifere: un aumento delle entità dei giacimenti significa maggior valorizzazione; se invece vi è un *downgrading*, si vedrà molto probabilmente

una caduta dei corsi azionari e anche delle *performance* contabili e non (caso Shell 2004)<sup>29</sup>.

Il KPI *life index* indica il numero di anni nei quali la compagnia può sostenere gli attuali ritmi di produzione. Esso è calcolato come di seguito: riserve provate a fine anno/produzione *equity*. Un *life index* troppo basso (<10 anni) può indicare un'eccessiva diminuzione delle riserve e di conseguenza della sostenibilità della produzione e quindi dei ricavi. In questo caso è molto probabile che si verifichi una riduzione dei flussi di cassa futuri che può determinare una difficile situazione economica dell'impresa. Per evitare tale situazione, quindi, per le imprese petrolifere è necessario mantenere sufficienti livelli di investimento nelle attività di esplorazione e produzione.

Viceversa, valori troppo elevati di *life index*, possono essere interpretati come un'incapacità della compagnia di sfruttare le riserve di cui dispone.

### **3.6.4 I KPI di performance sociale**

#### **3.6.4.1 Gli *spill oil* operativi**

Un indice che, a mio parere, riveste molta importanza nell'industria petrolifera è il tasso di *oil spill* operativi.

Con tale termine s'intende la perdita accidentale di greggio (o di prodotti petroliferi), da un pozzo, da una condotta, da un serbatoio o da una petroliera dovuti ad un evento fortuito (manovra errata o incidente).

Al riguardo è necessario fare riferimento al disastro ambientale della piattaforma petrolifera Deepwater Horizon di proprietà dell'azienda svizzera Transocean, la più grande compagnia del mondo nel settore delle perforazioni off-shore, affittata alla multinazionale British Petroleum<sup>30</sup>.

---

<sup>29</sup> Il 9 Gennaio 2004, la Royal Dutch Shell ha annunciato che avrebbe ridotto le riserve di petrolio e gas "accertate" di 3,9 miliardi di barili, da 19,5 miliardi di barili fino a 15,6 miliardi di barili. Tale quota di riserve petrolifere svalutate, da sola, avrebbe rappresentato circa \$ 195.000.000.000 in più di fatturato, assumendo un prezzo del petrolio costante a \$ 50 al barile. Lo stesso giorno il titolo azionario Shell cadde dell'8%.

<sup>30</sup> L'impianto di perforazione BP Deepwater Horizon è esploso il 20 aprile del 2010, portando ad un disastro ambientale senza precedenti.

Dal paper "The BP Oil Disaster: Stock and Option Market Reactions" di Andy Fodor e John D. Stowe, è stata misurata la reazione del mercato a seguito del disastro avvenuto. Empiricamente è stato

La quantità enorme di petrolio che si è dispersa in mare dalla piattaforma gestita dalla BP ha rappresentato uno dei più gravi disastri ambientali e rappresenta un fallimento:

- 1) delle agenzie governative che dovevano supervisionare la perforazione in acque profonde;
- 2) della legge ambientale che doveva richiedere standard più elevati in materia;
- 3) della *corporate governance* adottata dall'impresa, che doveva adottare regole diverse.

Nel *paper* “*Beyond Profit: Rethinking Corporate Social Responsibility and Greenwashing After the BP Oil Disaster*” di Miriam A. Cherry e Judd F. Sneirson, viene dimostrato come la società, che al pubblico appariva come una società ecologica (o per lo meno non così male come le altre compagnie petrolifere), altamente classificata per il suo trattamento dei dipendenti e che era molto attenta alla CSR, in realtà aveva una cultura aziendale poco orientata al rispetto delle norme sulla sicurezza dei lavoratori e di quelle ambientali.

Insomma la società adottava un approccio di tipo “*advertising*”<sup>31</sup> nella *Corporate Social Responsibility*<sup>32</sup>.

---

dimostrato che le azioni BP dopo quest'evento sono scese di oltre il 50 per cento in valore e avevano raddoppiato la propria volatilità.

Il volume di compravendita di azioni BP era aumentato di tredici volte rispetto al giorno precedente, e il volume di trading delle opzioni era aumentato di venti volte. Il titolo passò da un valore di \$60,48 del 20 aprile ad un valore di \$ 27,02 del 25 giugno. Si stima che in questo periodo il titolo abbia bruciato circa 93 miliardi di dollari di capitalizzazione.

<sup>31</sup> Chi fa CSR nella pratica può adottare tre tipi di approcci:

-“*WIN-WIN*” (il più sano): si fanno politiche socialmente responsabili perché se ne traggono benefici in termini di immagine, creazione del valore e di impressione (c'è il beneficio di immagine ma c'è anche il comportamento socialmente responsabile);

-“*ADVERTISING*” (il più diffuso): si fanno politiche socialmente responsabili molto blande o nulle seguite da molta pubblicità, ma di fatto c'è molta più pubblicità che politiche socialmente responsabili; è un problema di misurazione della CSR;

-“*INSIDER*” (molto diffuso): le politiche di CSR non vengono fatte o vengono fatte in modo blando, e vengono fatte a beneficio di singoli soggetti per scopi privati e quindi non a beneficio dell'azienda.

*Advertising* e *insider* sono un uso distorto della CSR, purtroppo molto frequente.

<sup>32</sup> Negli ultimi decenni la *Corporate Social Responsibility* ha acquisito un ruolo sempre più importante per le imprese data la crescente attenzione del mercato e degli investitori e verso le attività e i programmi di natura sociale e ambientale implementati dalle imprese per costruire una relazione positiva con i loro *stakeholders*. Adottare un approccio di responsabilità sociale appare, ad oggi, una prerogativa imprescindibile per un'impresa che intenda avere successo sul mercato. D'altra parte non esistono consistenti evidenze empiriche in grado di dimostrare l'esistenza di una relazione positiva tra CSR e performance dell'impresa. Numerosi studi hanno cercato di indagare la natura e la direzione di tale relazione, senza tuttavia riuscire a pervenire a risultati univoci e consistenti. I risultati degli studi condotti, infatti, sono fortemente contrastanti e confermano l'ormai tradizionale conclusione di Ullman (1985): di fatto ci troviamo semplicemente di fronte a ‘*Data in Search of a Theory*’. Le principali cause

Al riguardo i consumatori erano forviati da vari spot pubblicitari della BP che enfatizzavano la sua reputazione ambientale (non a caso i colori del logo BP rievocano l'etica ambientale e la stessa sigla BP è stata usata negli spot pubblicitari per il motto “*Beyond Petroleum*”, una valorizzazione del brand che si potrebbe definire per certi versi “esasperata”). Una sorta di pubblicità ingannevole per indurre le persone a preferire i prodotti raffinati dalla BP in nome dell'etica ambientale. In questo modo la BP cercava di differenziarsi nei confronti dei concorrenti non sulla base del prezzo, cosa molto rilevante in un mercato (quello del petrolio) caratterizzato da un prodotto indifferenziabile. In questo modo la stessa BP era in grado di vendere i propri prodotti a prezzi più elevati dando alla società un'identità che era molto diversa da quella dei concorrenti.

Un tasso di *spill oil* operativi più alto, in generale, è molto più probabile trovarlo nelle società che non prestano particolari attenzioni al processo di estrazione e che sono meno attente alla prevenzione.

### **3.6.3.2 Le emissioni di *gas flaring* e l'indice di frequenza infortuni**

Altri indici che influiscono su una valutazione di tipo “sociale” dell'attività dell'impresa petrolifera sono sicuramente le emissioni di *gas flaring* e l'indice di frequenza infortuni.

Le emissioni di *gas flaring* sono una misura di sicurezza usata dall'impresa di *oil* per far sì che le particelle di gas che si trovano all'interno del greggio estratto vengano gestite nella maniera più sicura senza provocare incidenti o esplosioni, quindi al fine di garantire la sicurezza dei lavoratori e del territorio dove è localizzato il pozzo. Nonostante il suo buon fine, il procedimento comporta danni ambientali rilevanti dato che consiste in una combustione applicata da una “torcia” che provoca l'emissione di sostanze inquinanti. La soluzione ideale dovrebbe essere quella di aumentare gli investimenti tecnici che consentano nuovi utilizzi del gas che si trova all'interno del greggio estratto, tuttavia sono decisioni che comportano un notevole dispendio di risorse.

---

sottostanti la variabilità dei risultati empirici sono riconducibili da un lato alla mancanza di strumenti e meccanismi di misurazione idonei e condivisi soprattutto per quanto riguarda la *Corporate Social Performance* (CSP), dall'altro alla debolezza delle costruzioni teoriche relative alla *Corporate Social Responsibility* e alla *Corporate Social Performance*.

Al riguardo la *World Bank* è senza dubbio l'ente che si spende di più nella riduzione delle emissioni di *gas flaring*, tant'è che è promotore, insieme ad altre realtà sia private che pubbliche, del *Global Gas Flaring Reduction Partnership* (GGFR). Tra le compagnie partner di questo progetto ci sono:

### Companies

- BP
- Chevron
- Eni
- ExxonMobil
- Kuwait Oil Company
- Pemex
- Qatar Petroleum
- Shell
- SNH (Cameroon)
- SOCAR
- Sonatrach
- Statoil
- Total

L'indice di frequenza infortuni non è altro che un rapporto tra gli infortuni sul lavoro subiti dai dipendenti sul totale ammontare delle ore lavorate. Solitamente, essendo i valori estremamente bassi, vengono poi moltiplicati per un milione (come ad esempio effettua l'Eni) oppure per migliaia (come ad esempio effettua Bp che moltiplica il valore per duecentomila).

Più specifico è invece il *fatality index* che misura gli infortuni mortali occorsi ai lavoratori sul totale delle ore lavorate. Anche qui essendo generalmente i valori estremamente bassi, verranno poi moltiplicati con un valore in migliaia o in milioni.

## CAPITOLO IV

### LA *COMMODITY* DEL GREGGIO E LA SUA RELAZIONE CON LE *PERFORMANCES* DELL'IMPRESA

#### 4.1 I fattori che influenzano la *commodity* del greggio

##### 4.1.1 Una panoramica generale

Le fluttuazioni del prezzo del greggio sono famose per avere effetti non solo nel mercato di riferimento ma nello scenario economico globale.

Queste fluttuazioni non solo incidono sulle scelte dei governi, delle imprese e degli agenti economici, ma anche sulle popolazioni, sia di uno Stato consumatore che esportatore di questa materia prima.

Un aumento del prezzo del greggio, soprattutto per i Paesi Occidentali che sono tra i primi consumatori, significa anzitutto la formazione di aspettative inflazionistiche, un peggioramento della bilancia commerciale che avrà effetti sulle politiche economiche e che potrebbero comportare tensioni dal punto di vista sociale dato che i lavoratori dovranno sopportare un aumento dei prezzi al consumo con la relativa perdita di potere d'acquisto<sup>33</sup>.

---

<sup>33</sup> Inoltre nel paper "Oil, the economy, and the stock market", gli studiosi Joseph H. Davis e Roger Aliaga-Diaz hanno quantificato gli effetti provocati dagli shock petroliferi sull'economia statunitense, sulla politica monetaria della Federal Reserve e sui mercati azionari globali.

Con riferimento a quest'ultimo aspetto gli studiosi hanno quantificato che in generale una diminuzione del 10% del prezzo del petrolio è in grado di provocare un aumento dei rendimenti mensili azionari pari all' 1.5%, mentre un incremento dei prezzi del 10% provocherebbe ritorno mensile più basso di circa 1.1%. I due studiosi fanno notare, tuttavia, che la reazione del mercato è diversa a seconda della fonte dello shock petrolifero. Infatti un aumento del prezzo del petrolio provocato da uno shock di domanda



Ma, d'altro canto, con il livello di globalizzazione raggiunto, questo aumento generalizzato dei prezzi non avrà effetti solo nelle economie importatrici del petrolio. I paesi esportatori di petrolio, generalmente, non hanno un 'tessuto industriale' consolidato operante in molti settori e quindi l'aumento generalizzato dei prezzi al consumo avrà effetti anche sulle bilance commerciali di quest'ultimi in quanto, per certi versi, è come se l'inflazione venisse 'esportata'. Quindi sia i paesi produttori che consumatori non troverebbero conveniente un aumento indiscriminato del prezzo della *commodity*.

Ma al di là dei meccanismi di domanda e offerta ci sono anche altre variabili che portano il prezzo della *commodity* a raggiungere livelli poco graditi da entrambe le parti.

Innanzitutto il prezzo della *commodity* del petrolio è fissato dalle borse merci di New York (Nymex), Londra (Ipe) e Singapore (Simex) e, oltre ad essere soggetto alle strategie dei Paesi produttori e dell'OPEC, è influenzato dalle politiche delle grandi imprese petrolifere e dalle società che operano con fini speculativi.

L'attività dei trader è finalizzata allo scambio di greggio e prodotti nel breve periodo ma, a differenza degli agenti economici del settore descritti nei capitoli precedenti, non sono coinvolti nel processo di lavorazione della materia prima. Altri tipi di trader prendono posizioni a lungo termine sulla base di una loro previsione circa l'andamento del prezzo e quindi assumono posizioni basate su aspettative di prezzo per un periodo di giorni, settimane o mesi.

A differenza dei broker, che sono dei meri mediatori, i trader e le società di trading assumono dei rischi in quanto assumono una posizione sul mercato in previsione di un certo andamento futuro. Quindi, se si prevede un rialzo dei prezzi, la società acquisterà partite di greggio per poi rivenderle in un momento successivo, traendo profitto dalle differenze di prezzi sul mercato (in questo caso il trader terrà una posizione 'lunga'). In caso contrario il trader venderà nel presente una partita di greggio che poi acquisterà in un momento successivo (assumendo una posizione 'corta').

#### **4.1.2 I principali strumenti dei trader**

---

ha effetti tutto sommato favorevoli negli *stock* globali, in particolar modo per i settori industriali e materiali.

I trader operano attraverso gli strumenti derivati, così denominati perché il loro valore “deriva” dal prezzo di un’attività sottostante (*underlying asset*). L’attività sottostante può essere reale (come ad esempio il caffè, il cacao, l’oro, il petrolio, ecc) o finanziaria (come ad esempio i titoli azionari o il tasso di cambio) o anche un indice dei prezzi.

Gli strumenti derivati più usati sono:

- contratti a termine (*forward*)
- *futures*
- opzioni
- swap

Nella *commodity oil* i trader usano maggiormente lo strumento dei *futures*<sup>34</sup>.

Il *futures*, pur essendo uno strumento a termine, si distingue dal contratto *forward* in quanto viene negoziato in mercati regolamentati. L’esistenza di organi di controllo e di regole di funzionalità garantisce la solvibilità degli agenti del mercato. Il contratto a termine, al contrario, prevede il contatto diretto e non istituzionalizzato degli operatori.

Attraverso un *futures* un operatore è in grado di acquisire una determinata quantità di materia prima in un istante futuro di tempo ad un prezzo prestabilito, in modo che il rischio di prezzo sia sostenuto dalla controparte.

Ma, oltre che per *hedging*, i *futures* possono essere usati ai fini speculativi per lucrare sull’andamento della *commodity*, come fanno la maggior parte degli operatori finanziari.

Senz’altro chi beneficia di più dalle forti oscillazioni del greggio sono le società di trading.

La speculazione finanziaria potrebbe sembrare un aspetto marginale ma non è così, come spiega il prof. Maugeri nel suo libro “Con tutta l’energia possibile” dove afferma che, durante il periodo rialzista del 2007, furono scambiati ogni giorno, solo sul Nymex, circa un miliardo e quattrocento milioni di barili di carta. Un dato esorbitante considerando che

---

<sup>34</sup> I *futures* nascono come uno strumento a copertura dei rischi nei quali viene determinata la vendita di una determinata quantità di merce o attività finanziaria ad un prezzo prefissato. Se l’attività sottostante è una merce, il *futures* si definisce *commodity futures*, mentre se è uno strumento finanziario *financial futures*.

nello stesso periodo il consumo giornaliero di petrolio da parte dell'economia globale ammontava a circa 85 milioni di barili!

#### **4.1.3 Le funzioni del mercato dei *futures* e gli aspetti negativi**

Le due più importanti funzioni del mercato dei *futures* sono: il trasferimento del rischio e il *discovery price*.

Su quest'ultimo specifichiamo che i prezzi dei *futures* riflettono le opinioni di tutti gli operatori che operano nel mercato e non solo. Infatti anche le azioni di coloro che possono, ma scelgono di non entrare nel mercato dei *futures*, contribuiscono al *price discovery* rendendo nota la loro aspettativa (e quindi segnalando al mercato) che i prezzi dovrebbero aumentare in futuro. Un esempio del genere potrebbe essere quello di un operatore commerciale che, benché sia in possesso di un inventario fisico pieno, decide di non operare sul mercato *futures* perché ritiene molto probabile che il prezzo sarà più alto in momenti successivi.

In un "ideale" mercato dei *futures*, in assenza di speculazione, gli *hedgers* dovrebbero ridurre la loro esposizione al rischio di prezzo trovando controparti disposte ad assumerlo e coloro che decidono di avere una posizione "lunga" dovrebbero ricercare *hedgers* che intendono assumere posizione breve con uguale e contraria necessità di copertura. Ricerca che potrebbe rivelarsi talvolta anche costosa.

Un aspetto che rende la speculazione un fattore "positivo" per il sistema è che, oltre ad aumentare la liquidità del mercato, abbassa quei costi di ricerca di cui parlavamo precedentemente. D'altronde, mentre gli *hedgers* sono soggetti che si interfacciano al mercato dei *futures* per assicurarsi da un determinato rischio (e quindi sono soggetti tendenzialmente avversi a questo rischio), gli speculatori sono individui che vorranno sostenere questo rischio per ottenerne un guadagno (quindi sono soggetti propensi a questo tipo di rischio).

Ciò nonostante il comportamento speculativo può provocare degli effetti negativi sul mercato: *in primis* i comportamenti speculativi rendono il sistema più instabile comportando una maggiore volatilità e una destabilizzazione dei prezzi. *In secundis* può

degenerare in una bolla speculativa. Su quest'ultimo aspetto bisogna far riferimento agli scritti di Simon sulla speculazione e sulle aspettative.

Egli diceva che le aspettative individuano un trend sul possibile andamento di una variabile economica e che la speculazione può svolgere un ruolo positivo se le aspettative sono condivise dagli individui. Questo perché gli speculatori seguendo le aspettative aiuterebbero la realizzazione del trend stesso, svolgendo un ruolo di stabilizzazione del sistema economico. Il problema, però, si verifica quando le aspettative tendono ad autoalimentarsi poiché in questo caso il comportamento degli individui creerà una bolla speculativa.

#### **4.1.4 Analisi della serie storica del WTI**

Il petrolio è stato a lungo oggetto di anomali rialzi, con prezzi inspiegabilmente elevati, sostenuti da una speculazione che ha permesso negli anni precedenti la creazione di una bolla.

La domanda di greggio e di prodotti risente dei cicli economici quindi, in fase di espansione, ci sarà una maggiore domanda di risorse energetiche.

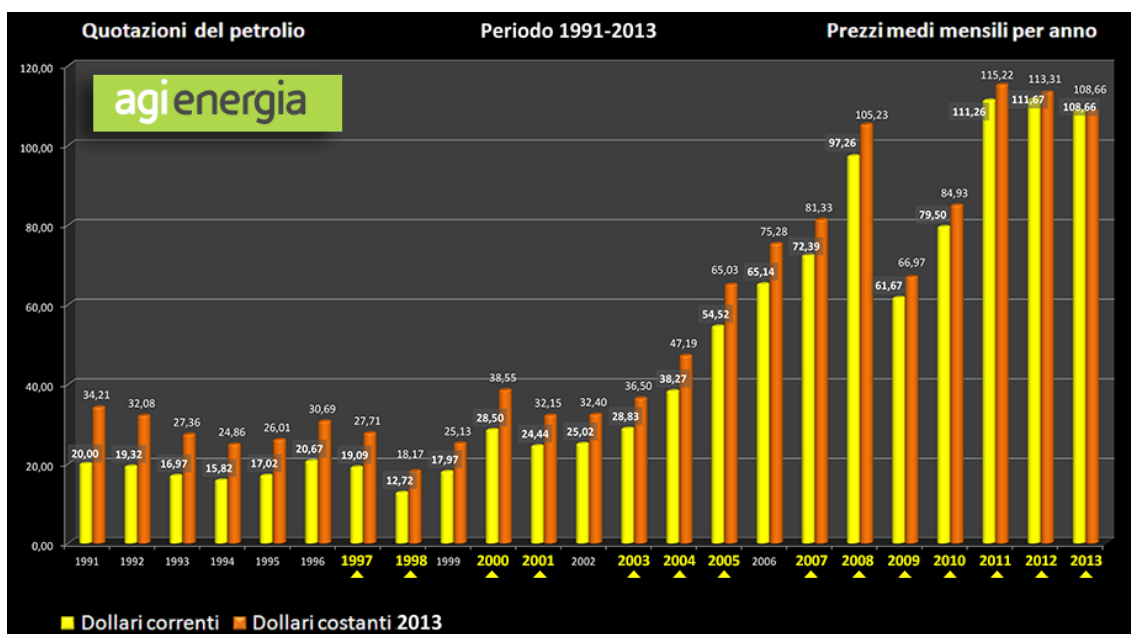
Per quanto riguarda l'offerta, oltre alle decisioni dell'OPEC, gli altri principali elementi che la influenzano sono: i fattori economici e politici internazionali e le condizioni metereologiche che possono limitare o addirittura impedire il trasporto del greggio.

Sulla volatilità influiscono, oltre gli aspetti geo-politici, anche gli aspetti speculativi che tendono a enfatizzare le situazioni di breve e brevissimo periodo delle possibili oscillazioni di prezzo.

I greggi di riferimento, i cosiddetti *benchmark crudes* sono: il greggio europeo Brent, il greggio americano West Intermediate Texas (WTI), i greggi del Golfo Arabico Oman/Dubai e il greggio estratto in Malesia Tapis.

Forti dubbi permangono sulla possibilità che il Brent continui ad essere un *benchmark* nel lungo periodo, data la sempre più scarsa produzione di petrolio nel Mar del Nord.

Qui di seguito riporto il grafico dell'andamento della *commodity* del Brent dal 1991 al 2013:



L'uso di dollari correnti e costanti è necessario perché, essendo valori misurati dalla moneta che non ha un valore fisso nel tempo, è necessario “scorporare” l'aumento del prezzo provocato dalla grandezza che lo misura (come quando ad esempio il dollaro si svaluta o perde potere d'acquisto per via dell'inflazione), dall'aumento reale della grandezza (ovvero depurato dalle fluttuazioni della valuta). Per fare ciò si ricorre alla distinzione tra grandezze reali e grandezze nominali.

Una grandezza si dice nominale quando è misurata a prezzi correnti, cioè ai prezzi del periodo cui si riferisce.

Una grandezza si dice reale, invece, quando è misurata a prezzi costanti, cioè riferendosi sempre agli stessi prezzi (quelli di un determinato periodo scelto come base).

Possiamo notare come il primo grande ribasso del prezzo del petrolio, a dollari costanti, si sia verificato nel 1998, con una caduta pari all'incirca al 35% rispetto al valore dell'anno precedente. In questo periodo si verificò una crisi che colpì duramente i paesi del sud-est asiatico, convenzionalmente nota come Crisi Asiatica<sup>35</sup>. Nello stesso periodo, nel settore petrolifero si è verificata un'ondata di operazioni straordinarie che vide anche

<sup>35</sup> Più precisamente si ritiene che la crisi sia iniziata nel luglio 1997, ma gli effetti sul mercato finanziario siano durati circa un anno e mezzo.

la più grande fusione mai avvenuta nella storia del settore, ovvero quella tra la Exxon Corporation e la Mobil Corporation.

Nell'anno 2000 si verificò un notevole rialzo del prezzo del greggio rispetto all'anno precedente, in particolare con una variazione (a dollari costanti) quantificabile intorno al 50%. Questo improvviso rialzo fu dovuto alla grave crisi politica che accompagnò la Nigeria agli inizi del millennio; in particolare le infrastrutture petrolifere furono oggetto di sabotaggi e rappresaglie da parte dei guerriglieri del Mend, unitamente a frequenti scioperi dei lavoratori<sup>36</sup>.

Nel marzo 2003 scoppiò la guerra delle forze americane e inglesi contro l'Iraq, uno dei principali produttori al mondo di petrolio e il secondo per riserve accertate. In questo periodo non si verificò un rilevante aumento del prezzo del greggio grazie all'aumento delle esportazioni degli altri paesi dell'area che compensò l'ammacco dell'Iraq.

Nel 2004 si verificò una eccezionale crescita della domanda petrolifera mondiale. A capeggiare la fortissima domanda vi fu la Cina che in quel periodo segnava ancora una crescita del PIL annuale a due cifre. Da quell'anno in poi le economie asiatiche saranno il principale driver dei consumi mondiali di petrolio e i prezzi subiranno un rialzo continuo e strutturale che culminerà nei 147,25 \$ al barile raggiunti l'11 luglio 2008.

L'aumento da \$ 20 al barile del 2001 a più di \$ 100 del 2008 è principalmente il risultato di uno shock in termini di domanda, dovuta ad una crescita economica globale robusta, sostenuta dai mercati emergenti di India e Cina che hanno rappresentato circa il 45% della crescita dei consumi dal 2000 al 2006.

Nel 2007 scoppiò negli Stati Uniti la crisi dei mutui subprime che segnò l'inizio di una nuova fase recessiva per il primo consumatore mondiale di petrolio. La crisi si propagò presto anche in tutti gli altri Paesi, assumendo dimensioni mondiali. I prezzi di un barile di greggio arrivarono a toccare i 35 doll. /bbl. nel mese di dicembre, con un ribasso di oltre 100 dollari rispetto al picco di luglio, inducendo l'OPEC ad attuare un taglio record della produzione nell'ordine dei 4,2 mil. bbl./g. Il grafico, poiché mostra i prezzi medi di un anno, non fa notare la grande oscillazione del greggio che si verificò nel 2007.

Nel 2009 la maggior parte dei paesi del mondo affrontavano una profonda recessione economica e una pesante crisi del credito. La domanda petrolifera mondiale aveva subito

---

<sup>36</sup> Ricordiamo che la Nigeria è il settimo produttore al mondo di *crude oil*

una variazione annuale negativa pari a circa 1,7 mil. bbl. /g (stime AIE), determinata dal forte calo dei consumi dell'area OCSE, Stati Uniti *in primis* e a seguire l'Europa. Invece le economie asiatiche, seppur con tassi di crescita dei consumi inferiori a quelli degli anni precedenti, continuarono ad essere le principali economie acquirenti della *commodity*. Nonostante i fondamentali reali di mercato siano stati fortemente sotto pressione, le quotazioni petrolifere hanno mostrato segni di evidente tenuta.

Nel 2010 si verificò l'esplosione della piattaforma Deepwater Horizon di BP nel Golfo del Messico, con conseguenti moratorie alle esplorazioni e trivellazioni offshore della zona e venne rinforzato l'embargo da parte dell'UE contro Teheran per l'annosa questione nucleare. Per questi motivi il prezzo del petrolio si rialzò decisamente, nonostante i fondamentali macroeconomici e la domanda della *commodity* fossero ancora deboli. Inoltre è proprio in quest'anno che si comincia ufficialmente a parlare di produzione di *shale/light tight oil* nel Nord America.

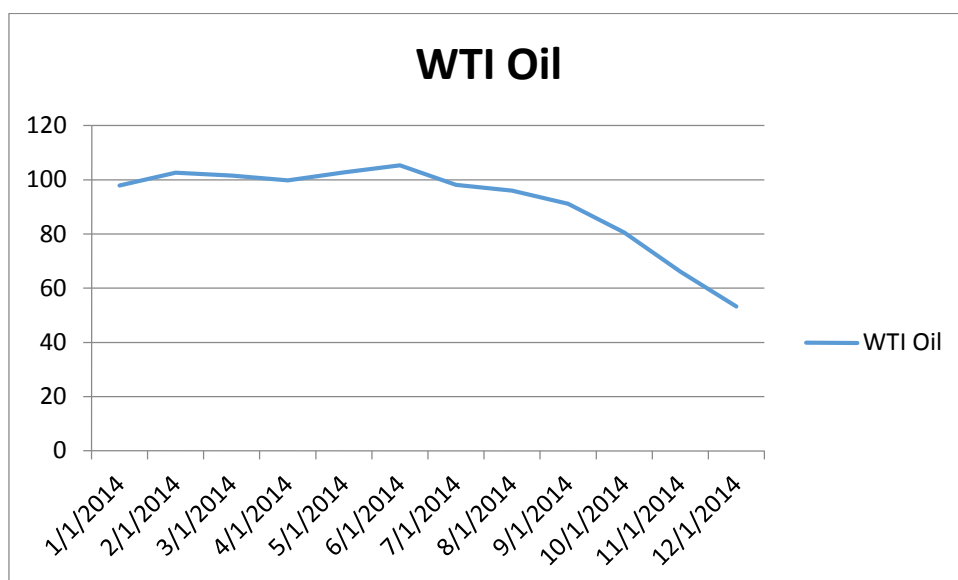
Il 2011 è l'anno della Primavera Araba. Si verificano tensioni nella zona Medio Orientale e del Nord Africa. Inizia la guerra civile in Egitto contro il governo di Mubarak, ci sono forti timori per la chiusura del Canale di Suez, punto nevralgico per il transito di idrocarburi, e quasi contemporaneamente esplose la crisi libica con il quasi azzeramento della produzione petrolifera. Nei mesi a seguire si verificano rivolte anche in Siria e il perpetuarsi di focolai in Yemen e Bahrein. Queste numerose criticità, che hanno colpito il lato dell'offerta, hanno impedito ai prezzi di scendere al di sotto della soglia dei 105 doll./bbl (correnti) per tutto l'anno, nonostante un mercato complessivamente fornito e un quadro macroeconomico mondiale ancora molto critico, specie per il rischio di crisi dei debiti sovrani dell'Eurozona.

Nel 2012 il prezzo di un barile di greggio tende ancora al rialzo. Alla base di questa dinamica c'è l'inasprimento dell'embargo UE verso l'Iran, il rafforzamento delle sanzioni internazionali verso la Siria con relativo blocco delle esportazioni e le rivolte interne allo Yemen. In questo quadro critico, nonostante il recupero di parte della produzione libica, l'offerta di petrolio è inferiore rispetto alla domanda e questo permette di tenere piuttosto alto il prezzo. Ma, a partire dalla seconda metà dell'anno, si assiste ad un forte ridimensionamento delle quotazioni grazie all'attenuarsi di molti rischi del lato offerta, al contributo produttivo di Iraq e Arabia Saudita e al sempre più consistente boom dell'*unconventional* USA, oltre che al persistere della crisi dell'Eurozona.

Ridimensionamento attenuato sul finire dell'anno a causa del riacutizzarsi della questione siriana.

Il 2013 è all'insegna delle tensioni geopolitiche: raid in Siria, tensioni tra Iran e Occidente, il golpe in Egitto con la carcerazione del Presidente Morsi e la presa di potere dell'esercito, nonché gli scontri in Libia. Uno scenario complessivamente preoccupante dal lato offerta ma controbilanciato da una produzione non-OPEC abbondante - specie nel Nord America<sup>37</sup> - e da un quadro macroeconomico in miglioramento ma ancora critico, dovuto a incertezze sulle politiche delle FED, al protrarsi delle criticità nell'Eurozona e al rallentamento delle economie emergenti con crisi valutarie in alcuni paesi asiatici.

38



Il 2014 e il 2015, invece, è stato caratterizzato dal boom dello *shale oil*.

<sup>37</sup> È doveroso sottolineare che fino al 18/12/2015 negli Stati Uniti vigeva il divieto attuale di esportazione di petrolio greggio, cosa che non permetteva l'immissione sul mercato globale del greggio prodotto all'interno degli USA. Quindi, inizialmente, l'aumento di greggio disponibile, avvenuto grazie allo *shale oil*, ha provocato un notevole abbassamento del prezzo del greggio perché gli USA hanno diminuito enormemente se non addirittura quasi azzerato le importazioni di greggio.

<sup>38</sup> Le date nel grafico presentano la seguente formattazione: mm/gg/aaaa.



## 4.2 L'estrazione di greggio di tipo *shale*

L'estrazione di tipo *shale* è una tecnica di estrazione non convenzionale che mira a raccogliere il petrolio dagli angusti anfratti degli scisti argillosi contenenti bitume<sup>39</sup>. Essa viene attuata usando tecniche *fracking*, ovvero fratturazioni idrauliche che “liberano” il bitume catturato negli scisti argillosi, che successivamente viene trasformato per ottenere petrolio.

I primi impianti di *shale oil* si sono visti nel 2006 in North Dakota, ma allora la tecnica del *fracking* era agli antipodi e si operava con molta difficoltà e con scarsa sicurezza. Tuttavia la tecnologia nel corso del tempo è cambiata molto e ha permesso alle imprese nordamericane di continuare la propria attività con un abbassamento dei costi. Ora vengono utilizzati sistemi avanzati di fratturazione come il *superfracking* (o *re-fracking*), che permette fino a trenta continue fratturazioni sotterranee. Maggiore è la fratturazione, maggiore è la quantità di materia prima estraibile dagli scisti.

L'estrazione di tipo *shale*, oltre ad essere più costosa, comporta maggiori rischi rispetto alla classica estrazione tramite perforazione ed estrazione, sia in termini di sicurezza che di *spill oil* operativi.

Il trasferimento dello *shale oil* dai pozzi alle raffinerie in parte non avviene tramite oleodotti e, prima di arrivare nelle raffinerie attraverso i convogli ferroviari, è necessario che sia trasportato su gomma (con l'utilizzo di autocisterne). Quindi più costoso e inquinante non è solo il processo di estrazione in sé, ma anche quello di trasporto<sup>40</sup>.

Notevoli sono le perplessità che suscita questo tipo di estrazione per gli scienziati ambientali. Per James Hansen del Goddard Center della Nasa, «il petrolio non convenzionale è una condanna. Significa sempre maggiori emissioni di gas serra nell'atmosfera».

---

<sup>39</sup> Diversa è invece l'estrazione che avviene dagli scisti contenenti petrolio, che è più rapida ed economica rispetto alla precedente. Al riguardo l'AIE raccomanda di usare il termine *light-tight oil* per le estrazioni provenienti da rocce bituminose, *tight oil* per l'altra.

<sup>40</sup> A tal proposito la Argus Media, specializzata in analisi sul mercato dell'energia, in una delle sue analisi spiega che il costo dello *shale oil* dipende molto da dove viene estratto: nell'area centrale dei giacimenti scende fino a 20-30 dollari ma a mano a mano che ci si allontana dal centro, il costo sale a 50-60 dollari ma anche a 70 dollari. Per quanto riguarda i costi di trasporto, invece, i costi più alti si registrano nel North Dakota mentre quello più basso in Texas.

Oltre alle emissioni dirette della combustione di *shale oil*, l'inquinamento è legato al costo energetico d'estrazione e al *gas flare*.

Secondo esperti come Jeremy Boak, direttore del Center for Oil Shale Technology and Research «il rapporto energetico è di 1 a 4. Ovvero occorre un'unità di energia per produrne quattro». Insomma questo tipo di estrazione è poco produttiva, non a caso circa il 92% dell'intero *shale oil&gas* deriva da soli sette giacimenti.

L'assenza di gasdotti nella regione dove si eseguono queste estrazioni rende necessaria l'attività di *gas flaring* con un impatto ambientale stimato in circa 2-4 milioni di tonnellate di CO<sub>2</sub> l'anno.

Altro appunto che bisogna tener presente quando si parla di *shale oil* è che generalmente i pozzi si esauriscono in tre anni o quattro (alcuni addirittura vengono esauriti dopo appena due anni, in generale il declino medio per pozzo va dal 77 all'89 per cento nel corso dei primi tre anni dalla trivellazione). Quindi le imprese che si occupano di *shale oil* saranno fortemente dipendenti dalla creazione di nuovi pozzi!

Il significato di questo è che, con ogni probabilità, la produzione dello *shale oil* non è sostenibile nel tempo e che soprattutto quella del scisto sia solamente una bolla. D'altronde i più grandi giacimenti sono in funzione già da un bel po' e quelli più piccoli si sono dimostrati molto rapidi nell'esaurirsi. Quindi è poco probabile che questo tipo di estrazioni siano sostenibili nel lungo periodo almenoché l'innovazione tecnologica non riesca a stupire nuovamente gli operatori del settore.

### **4.3 Le conseguenze dello *shale oil* nel settore**

Lo sviluppo di questa tecnica ha avuto effetti notevoli sul prezzo della materia prima che, nell'arco del solo 2014, sui mercati finanziari ha perso circa il 45% del suo valore rispetto ad inizio anno (prendendo come riferimento il WTI).

Un altro motivo che ha provocato il tracollo delle quotazioni è stata la decisione dell'OPEC di non ridurre i tetti produttivi. Probabilmente questa decisione è stata presa al fine di evitare la perdita di quote di mercato a favore di concorrenti poco graditi (ovvero le società americane e gli sciiti iraniani).

Ciò è stato accompagnato da una certa stagnazione dei consumi che non decollano né in Europa, né in Giappone e che rallentano la loro corsa anche in Cina.

Naturalmente l'enorme peso del settore nell'economia comporta conseguenze a tutto campo: da quello valutario, dove il rublo russo e il naira nigeriano sono ai minimi rispetto al dollaro, a quello degli investimenti in oleodotti, gasdotti, piattaforme petrolifere e centrali termiche. Sono diminuite le previsioni di spesa nonché i limiti di budget prefissati per gli investimenti da parte delle grandi società che estraggono greggio e metano e sono gravemente compromesse le finanze di paesi come il Venezuela e la Nigeria, fortemente dipendenti dalle entrate provenienti dal greggio.

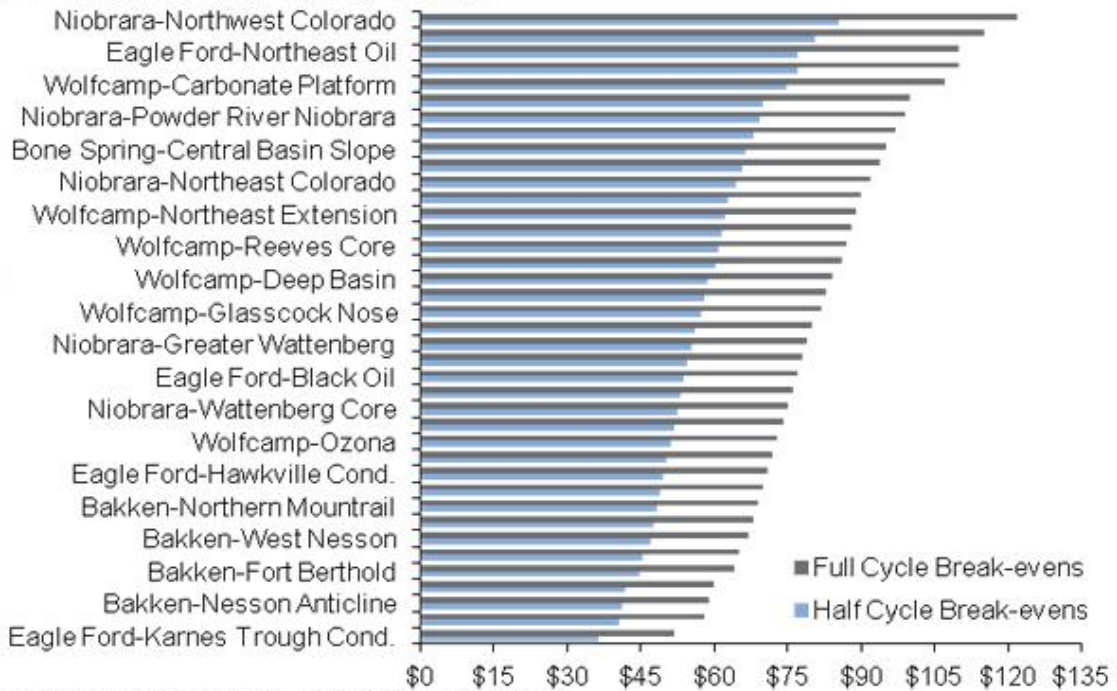
La rivoluzione dello *shale oil* avrà conseguenze, non del tutto prevedibili, anche in futuro. Molto dipenderà anche dalla possibilità di ottenere nuovi finanziamenti per questo greggio di buona qualità, ma piuttosto costoso, specialmente quando le quotazioni di mercato sono quelle di fine anno (2015), cioè 37.6 dollari al barile per il Brent, *benchmark* europeo, e 37.21 dollari per il WTI, punto di riferimento per il Nordamerica. In ogni caso il fatto che gli USA siano vicini all'autosufficienza per petrolio e gas comporta ricadute economiche e politiche, con possibili ramificazioni in molte aree geografiche.

Eppure, secondo alcuni esperti del settore, alcune imprese che praticano questa tecnica sarebbero in grado di iniziare estrazioni in nuovi pozzi anche con un prezzo del barile intorno ai \$40.

Infatti, fino all'anno scorso (ovvero il 2014), il costo di estrazione dello *shale oil* si aggirava attorno ai 60 dollari ma, da allora, i produttori statunitensi di greggio non convenzionale si sono adeguati alla nuova era del petrolio *lowcost* e ora sarebbero in grado di essere competitivi e sostenere un prezzo della *commodity* intorno ai \$ 35.

Ciò lo troviamo conferma dal seguente grafico, dove vengono espressi i livelli di *break-even* delle estrazioni americane. Il dato è del 3/2014 e, molto probabilmente, alcune estrazioni nel frattempo sono diventate meno costose:

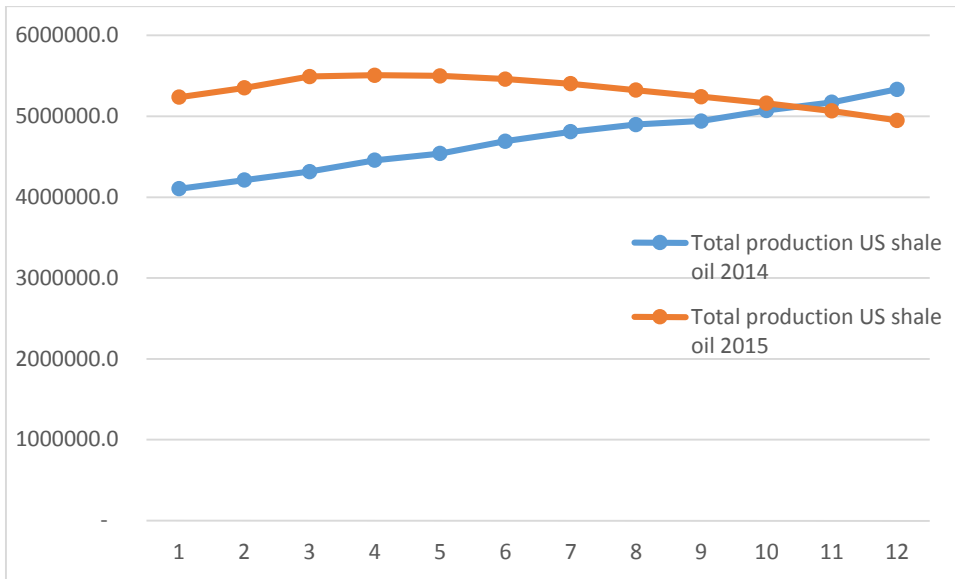
## US Shale field Break-evens



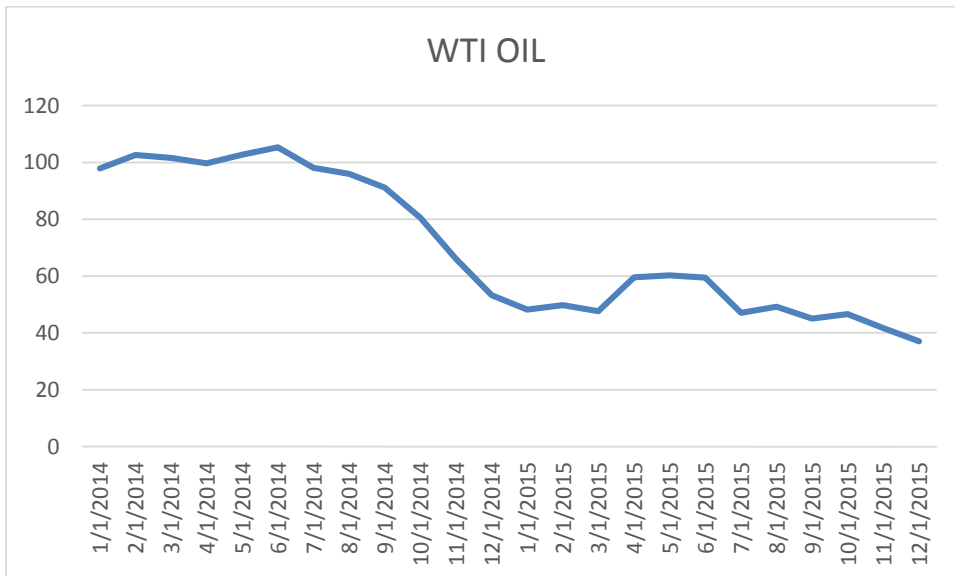
Source: Wood Mackenzie, JPMAM as of 12/3/2014

Come aveva ben pronosticato il CEO di ExxonMobil, Rex Tillerson nell'aprile 2015, la mossa dell'OPEC di non tagliare la produzione, anziché estromettere dal mercato i produttori dello *shale oil* (come dal loro fine), in realtà ha (al momento, o, almeno, fino a dicembre 2015) avuto effetto contrario poiché ha incentivato le società ad essere più efficienti e a tagliare la spesa in un *range* tra il 25 %-70%.

Dai dati dell'EIA possiamo confrontare la produzione mensile del 2014 con quella del 2015.



41

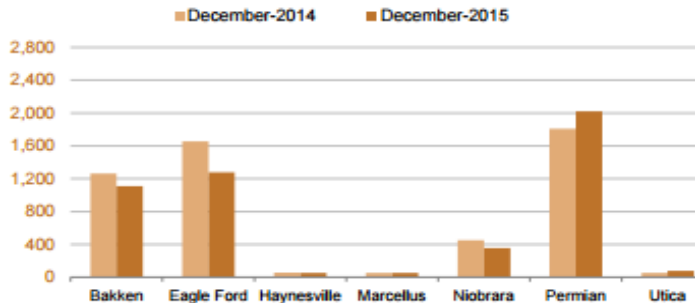


Si è rilevato che la sola produzione dello *shale oil* nel 2014 rappresentava circa il 49% della produzione totale di petrolio negli States.

Qui, invece, più nello specifico vengono messi a confronto i dati della produzione totale di dicembre 2014 e 2015 nei campi più importanti.

<sup>41</sup> Le date sul grafico WTI presentano il seguente formato: mm/gg/aaaa.

**Oil production**  
thousand barrels/day



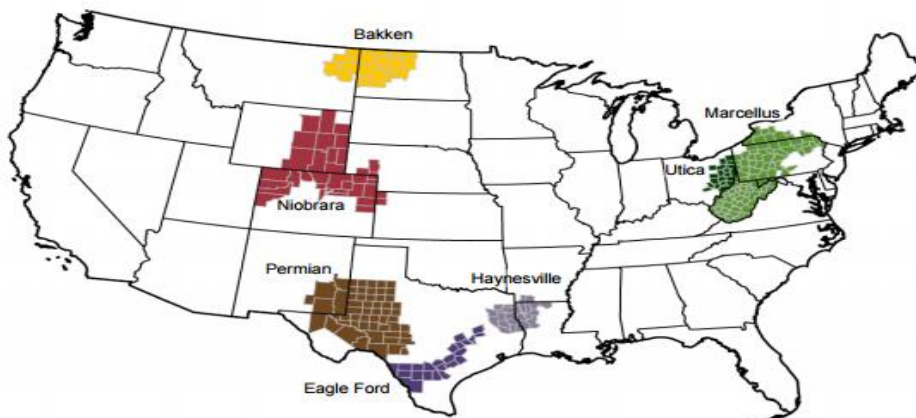
U. S. Energy Information Administration | Drilling Productivity Report 42

Possiamo notare che effettivamente la produzione mensile dello *shale oil* (che ha raggiunto il suo massimo livello nell'aprile 2015 con un valore pari a circa cinque milioni e mezzo di barili al giorno) negli ultimi tempi è diminuita circa del 10% rispetto al suo massimo (nonostante, nel corso di quest'anno, le torri di estrazione siano crollate da 1.800 a 1.000).

<sup>42</sup> I dati sono estratti dall'ente EIA (Energy information administration) che effettua ogni anno report sulla produzione americana *shale oil*. Bakken, Eagle Ford, Haynesville, Marcellus, Niobrara, Permian, Utica rappresentano i principali giacimenti dove avviene la produzione di *shale oil* (lo *shale oil&gas* proveniente da queste regioni rappresentano circa il 92% dell'intera produzione *shale* americana)

## Drilling Productivity Report

For key tight oil and shale gas regions



The seven regions analyzed in this report accounted for 92% of domestic oil production growth and all domestic natural gas production growth during 2011-14.

A dimostrazione che le soluzioni messe in opera fino ad ora dai produttori di scisto per rimanere competitivi – si va dall'abbattimento dei tempi necessari per avviare un pozzo di *shale oil* (ora bastano 20 giorni circa, la metà rispetto al 2014) al *re-fracking* (che permette di eseguire più estrazioni dallo stesso pozzo) – finora sembrano aver funzionato. Soluzioni che hanno permesso l'abbassamento del costo marginale di produzione dello *shale oil* in molte località rendendo il settore più robusto al prezzo del petrolio.

In definitiva la scelta strategica da parte dei Paesi dell'OPEC di non tagliare la produzione è riuscita a spiazzare parte dei produttori di *shale oil*, ma reso anche una parte degli stessi più efficienti e, soprattutto, ha consentito al mercato di determinare quale sia oggi il reale costo di un barile di greggio da scisti.

#### **4.4 Le difficoltà economiche che affronteranno le *shale firm***

Nonostante al momento le compagnie *shale* riescano a resistere piuttosto bene, tuttavia la crisi è molto probabile che si faccia sentire particolarmente in futuro, perché con una stretta monetaria (quella americana) oramai alle porte e con dei pozzi con una velocità di esaurimento molto elevata, le compagnie *shale* avranno difficoltà a rimpiazzare le risorse; ciò porterà al fallimento alcune di queste compagnie e quindi ad una diminuzione dell'offerta di *unconventional oil* che comporterà un rialzo del prezzo della *commodity*.

Nel corso del 2014 per le società americane attive nell'E&P era ancora relativamente facile raccogliere capitali con strumenti di debito o attraverso la vendita di partecipazioni, nonostante si stesse verificando un abbassamento del prezzo della *commodity*. Tuttavia ora le vendite di prodotto sono fortemente rallentate e gli sforzi finanziari sono in crescita. Un grave problema si verificherà (ma già ora ci sono i primi segnali) quando le banche ridetermineranno le basi di finanziamento dei prestiti<sup>43</sup>, ovvero la valutazione delle riserve di petrolio e gas. Un ulteriore fattore che aumenterà la pressione finanziaria sulle imprese petrolifere statunitensi di piccole e medie dimensioni è che sarà svantaggioso attuare posizioni di copertura utilizzando strumenti derivati. Infatti le coperture effettuate nel primo semestre dello scorso anno (2014) avrebbe potuto assicurare un prezzo di circa \$ 90 al barile per greggio, circa il doppio il livello di oggi.

---

<sup>43</sup> Sarebbe a dire le garanzie poste a sostegno delle linee *senior*.

Con i prezzi del petrolio caduti bruscamente, le imprese di esplorazione e produzione statunitensi sono decisamente meno entusiaste di sottoscrivere strumenti di copertura. I ricavi che si possono “bloccare” con i derivati sono ora molto inferiori rispetto a quello che si sarebbe potuto fare 18 mesi fa, senza contare che “bloccare” le linee di ricavi in questo momento, potrebbe portare ad una sorta di “perdite sicure”<sup>44</sup>.

I maggiori produttori statunitensi di petrolio di scisto hanno coperto con questo strumento circa il 63 per cento della loro produzione nel 2014 e solo il 43 per cento nel 2015<sup>45</sup>.

Gli analisti, in ogni caso, si aspettano un'ondata di operazioni straordinarie, acquisizioni e fallimenti aziendali, poiché saranno necessarie nuove sinergie per poter operare in un contesto del genere.

Già 16 società petrolifere statunitensi sono risultate inadempienti nel 2015, secondo Standard&Poor's, e il più grande fallimento rischia di essere Samson Resources, che nel 2011 fu acquistata da un consorzio guidato da KKR per \$ 7,2 miliardi, e che il 16/9/2015 ha presentato alle autorità un piano di ristrutturazione per evitare il fallimento.

Anche se il basso prezzo della *commodity* ha creato notevoli pressioni all'interno del settore mettendo in crisi i risultati economico-finanziari delle imprese molte delle quali hanno dovuto tagliare investimenti e personale o, peggio, come avvenuto per le più piccole, hanno dovuto avviare la procedura di fallimento<sup>46</sup>. L'aspetto positivo è che i produttori (non solo quelli americani dello *shale oil* ma anche gli altri) hanno imparato ad essere più efficienti e ad abbassare i costi di produzione, cosa che renderà più forte l'industria nel lungo periodo. Esempi sono: la EOG Resources (che tra l'altro è stata la prima azienda a produrre olio di scisto con successo) che ha reso noto di esser riuscita a ridurre il costo di perforazione di un pozzo nella formazione Aquila Ford Texas meridionale da \$ 6,1 milioni dello scorso anno ai \$ 5.5 di oggi riuscendo allo stesso tempo a produrre più petrolio. Whiting Petroleum, il più grande produttore nella formazione

---

<sup>44</sup> Con questa espressione “maccheronica” voglio intendere che, essendo alcune estrazioni non profittevoli per via del prezzo della *commodity* molto basso, “bloccare” il prezzo di una parte di produzione attraverso strumenti finanziari, oggi significherebbe attuare una parte di produzione in perdita, ed è per questo che le imprese sarebbero più tentate di assumersi il rischio di volatilità della *commodity* anziché avere la certezza di operare con un determinato prezzo di perdita che “garantisce” loro la perdita.

<sup>45</sup> Fonte Financial Times <http://www.ft.com/cms/s/0/5974a3ce-52e0-11e5-b029-b9d50a74fd14.html>

<sup>46</sup> Le imprese che hanno maggiormente avvertito la crisi sono state le piccole imprese indipendenti americane. Come ad esempio la Halliburton, che ha dovuto licenziare mille lavoratori a fine 2014, ancora peggio la Baker Hughes che ha dovuto tagliare settemila persone e la Schlumberger che lascerà a casa novemila persone. La prima impresa a fallire è stata in gennaio la Wbh Energy di Austin.



Bakken del North Dakota, ha reso noto di poter aumentare la produzione del 40-50 per cento con un contestuale l'aumento dei costi del solo 15 per cento espandendo il processo di estrazione di bitume anche alla sabbia.

La mia personale previsione è che nel corso del 2016 continueremo a vedere un prezzo del petrolio piuttosto basso. Il fatto che il 6/1/2016 neanche la notizia sul test missilistico nucleare svolto dalla Corea del Nord sia riuscita a frenare la discesa del prezzo del greggio (inesorabilmente sceso sotto quota 35 dollari al barile, su entrambe le sponde dell'Atlantico, con il Brent a 34,31 dollari e il Wti a 33,97) fa capire come il mercato sia saturo. Del resto, a fermare il crollo del prezzo del greggio non era riuscito neppure lo scontro a muso duro fra i due maggiori produttori del Medio Oriente, Arabia Saudita e Iran avvenuto negli ultimi giorni del dicembre 2015 (che tra l'altro si affacciano nello stretto di Hormuz, dove passa il 40 per cento del petrolio venduto sui mercati internazionali).

Gli analisti della Commerzbank pronosticano un petrolio almeno a 60 dollari a fine anno, mentre i loro colleghi della Goldman Sachs lo prevedono, invece, a 20 dollari. Ma gli operatori dei mercati trattano il petrolio con consegna a dicembre di quest'anno al di sotto dei 40 dollari e nemmeno nel 2024 le quotazioni dei *futures* raggiungono i 60 dollari, come mostra la tabella seguente:

## Crude Oil Contracts



Crude Oil WTI Futures Contracts  
Delayed Futures - 06:14 - Sunday, January 24th

Month	Last	Chg.	Open	High	Low	Volume	Time	Chart
◆ Cash	32.09s	+2.55	0.00	32.09	32.09	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 16	32.19s	+2.66	29.84	32.35	29.53	604937	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 16	33.51s	+2.68	31.14	33.63	30.79	149495	01/22/16	Q / C / O
◆ May 16	34.67s	+2.74	32.22	34.77	31.87	72505	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 16	35.65s	+2.79	33.25	35.74	32.80	76879	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 16	36.44s	+2.82	33.82	36.53	33.56	21719	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 16	37.06s	+2.84	34.41	37.08	34.17	9652	01/22/16	Q / C / O
◆ Sep 16	37.56s	+2.85	35.11	37.64	34.67	15207	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 16	37.99s	+2.86	35.87	38.04	35.78	5678	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 16	38.41s	+2.87	35.72	38.41	35.71	4466	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 16	38.84s	+2.88	36.23	38.93	35.93	40874	01/22/16	Q / C / O
◆ Jan 17	39.18s	+2.88	36.50	39.18	36.50	1375	01/22/16	Q / C / O
◆ Feb 17	39.51s	+2.87	0.00	39.51	39.51	696	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 17	39.82s	+2.87	0.00	39.82	39.82	1735	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 17	40.10s	+2.86	0.00	40.10	40.10	865	01/22/16	Q / C / O
◆ May 17	40.36s	+2.85	0.00	40.36	40.36	166	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 17	40.61s	+2.84	37.98	40.70	37.85	7395	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 17	40.82s	+2.83	39.98	40.82	39.83	85	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 17	41.04s	+2.82	39.79	41.04	39.79	149	01/22/16	Q / C / O
◆ Sep 17	41.28s	+2.81	0.00	41.28	41.28	147	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 17	41.50s	+2.80	0.00	41.50	41.50	8	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 17	41.73s	+2.79	0.00	41.73	41.73	162	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 17	41.97s	+2.77	39.42	42.00	39.22	15016	01/22/16	Q / C / O
◆ Jan 18	42.12s	+2.76	0.00	42.12	42.12	303	01/22/16	Q / C / O
◆ Feb 18	42.28s	+2.74	0.00	42.28	42.28	29	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 18	42.45s	+2.72	0.00	42.45	42.45	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 18	42.65s	+2.70	0.00	42.65	42.65	0	01/22/16	Q / C / O
◆ May 18	42.87s	+2.68	0.00	42.87	42.87	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 18	43.10s	+2.65	40.57	43.10	40.57	1829	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 18	43.25s	+2.62	0.00	43.25	43.25	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 18	43.41s	+2.59	0.00	43.41	43.41	0	01/22/16	Q / C / O

◆ Sep 18	43.58s	+2.56	0.00	43.58	43.58	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 18	43.77s	+2.53	0.00	43.77	43.77	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 18	43.98s	+2.50	0.00	43.98	43.98	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 18	44.21s	+2.48	41.92	44.29	41.87	2901	01/22/16	Q / C / O
◆ Jan 19	44.31s	+2.46	0.00	44.31	44.31	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Feb 19	44.41s	+2.43	0.00	44.41	44.41	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 19	44.53s	+2.41	0.00	44.53	44.53	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 19	44.66s	+2.38	0.00	44.66	44.66	0	01/22/16	Q / C / O
◆ May 19	44.81s	+2.36	0.00	44.81	44.81	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 19	44.98s	+2.34	0.00	44.98	44.98	29	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 19	45.02s	+2.31	0.00	45.02	45.02	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 19	45.12s	+2.29	0.00	45.12	45.12	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Sep 19	45.25s	+2.27	0.00	45.25	45.25	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 19	45.41s	+2.25	0.00	45.41	45.41	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 19	45.59s	+2.23	0.00	45.59	45.59	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 19	45.78s	+2.21	45.00	45.78	45.00	399	01/22/16	Q / C / O
◆ Jan 20	45.83s	+2.19	0.00	45.83	45.83	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Feb 20	45.90s	+2.17	0.00	45.90	45.90	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 20	45.99s	+2.16	0.00	45.99	45.99	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 20	46.08s	+2.14	0.00	46.08	46.08	0	01/22/16	Q / C / O
◆ May 20	46.18s	+2.12	0.00	46.18	46.18	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 20	46.30s	+2.11	0.00	46.30	46.30	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 20	46.30s	+2.09	0.00	46.30	46.30	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 20	46.35s	+2.07	0.00	46.35	46.35	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Sep 20	46.43s	+2.05	0.00	46.43	46.43	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 20	46.53s	+2.04	0.00	46.53	46.53	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 20	46.64s	+2.02	0.00	46.64	46.64	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 20	46.78s	+2.01	46.24	46.78	46.00	58	01/22/16	Q / C / O
◆ Jan 21	46.81s	+2.01	0.00	46.81	46.81	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Feb 21	46.86s	+2.01	0.00	46.86	46.86	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Mar 21	46.93s	+2.01	0.00	46.93	46.93	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Apr 21	47.02s	+2.00	0.00	47.02	47.02	0	01/22/16	Q / C / O
◆ May 21	47.13s	+1.99	0.00	47.13	47.13	0	01/22/16	Q / C / O

◆ Jun 21	47.26s	+1.99	0.00	47.26	47.26	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jul 21	47.26s	+1.98	0.00	47.26	47.26	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Aug 21	47.29s	+1.98	0.00	47.29	47.29	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Sep 21	47.34s	+1.97	0.00	47.34	47.34	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Oct 21	47.43s	+1.97	0.00	47.43	47.43	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Nov 21	47.54s	+1.96	0.00	47.54	47.54	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 21	47.68s	+1.96	0.00	47.68	47.68	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 22	48.11s	+1.96	0.00	48.11	48.11	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 22	48.52s	+1.96	0.00	48.52	48.52	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 23	48.84s	+1.96	0.00	48.84	48.84	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 23	49.16s	+1.96	0.00	49.16	49.16	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Jun 24	49.33s	+1.96	0.00	49.33	49.33	0	01/22/16	Q / C / O
◆ Dec 24	49.49s	+1.96	0.00	49.49	49.49	0	01/22/16	Q / C / O

47

L'offerta di petrolio, come detto precedentemente, è di gran lunga superiore alla domanda, eppure né i *frackers*, né i sauditi, né i russi sono disposti a tagliare quei due milioni di barili di produzione giornaliera per riequilibrare domanda e offerta.

L'interpretazione più diffusa della mancata reazione del barile allo sconto Riad-Teheran è la seguente: se sauditi e iraniani litigano è più difficile che si mettano d'accordo per un taglio comune della produzione che faccia risalire i prezzi.

Le intenzioni degli iraniani sembrano essere ben chiare, a loro poco importa che le quotazioni siano quelle attuali perchè sanno benissimo che con la tecnologia delle IOCs è possibile attuare estrazioni che possono raggiungere livelli di *break-even point* pari a \$5 dollari, ed è per questo che sono pronti a conquistare fette di *market share*.

La strategia saudita di far scendere le quotazioni per far saltare i conti dei nuovi petrolieri americani si pensa avrà un parziale successo: gli esperti calcolano che, nel 2016, i *frackers* produrranno 500 mila - 1 milione di barili di greggio (al giorno) in meno. Il problema è che questo buco sarà colmato dalla nuova produzione iraniana, mantenendo inalterato lo squilibrio fra domanda e offerta.

Ma l'aspetto più rilevante sono i cambiamenti permanenti che ha subito la domanda. Il mondo non ha più sete di petrolio; ogni dollaro di prodotto interno lordo, negli Usa, contiene il 25 per cento di greggio in meno rispetto a venti anni fa, in Cina il 33 per cento.

---

<sup>47</sup> Fonte: Investing.com, visitato l'ultima volta il 24/1/2016.

In Occidente, la domanda di petrolio sta scendendo rapidamente. L'Europa consumava 671 milioni di tonnellate nel 2004, ora 549 milioni. L'Italia bruciava nei motori delle auto 14,7 milioni di tonnellate di benzina nel 2002. Nel 2015 7,1 milioni, meno della metà. Il gasolio ha retto meglio, ma, fra il 2010 e il 2015, il consumo è sceso del 10 per cento.

La crescita dei Paesi emergenti, però, non è riuscita a compensare la discesa dei consumi in Occidente, con i BRICS che non riescono a realizzare i tassi di crescita degli anni precedenti (Brasile e Russia addirittura per quest'anno vedono un tasso di crescita negativo mentre la Cina è in piena tempesta finanziaria con un'economia reale che non realizza i tassi di crescita delle previsioni). Questo complesso di fattori ha influito in maniera rilevante il lato della domanda, spingendo il prezzo del petrolio verso il basso.

#### **4.5 Gli effetti dello *shale oil* sul segmento *downstream* americano**

Per capire al meglio quale impatto abbia avuto lo *shale oil* nel mercato americano è necessario soffermarsi anche nel segmento *downstream* dell'attività. Dobbiamo ricordare che le raffinerie non sono tutte uguali ed ognuna ha degli specifici equipaggiamenti e processi in base al tipo di greggio che intende raffinare.

Gli automobilisti statunitensi, a differenza di quelli europei, consumano molta più benzina anziché gasolio ed è per questo che la struttura del mercato di raffinazione statunitense è focalizzata sulla trasformazione di greggi "leggeri e dolci"<sup>48</sup>, mentre quelli più pesanti sono venduti generalmente per le centrali elettriche e per le navi. Lo *shale oil* rientra nella prima categoria e la prima impressione che si potrebbe avere è che questo possa aver avvantaggiato lo sviluppo del settore, ma in realtà non è così.

Infatti la produzione dei greggi leggeri era diminuita nel corso del tempo e le raffinerie specializzate nell'uso di questo tipo di greggio non erano preparate ad un boom del genere di offerta. Inoltre, altro problema, era la localizzazione delle suddette (le principali raffinerie di greggio leggero si trovano lungo la costa orientale degli USA mentre le raffinerie presenti nella zona del Golfo del Messico sono specializzate in trasformazione

---

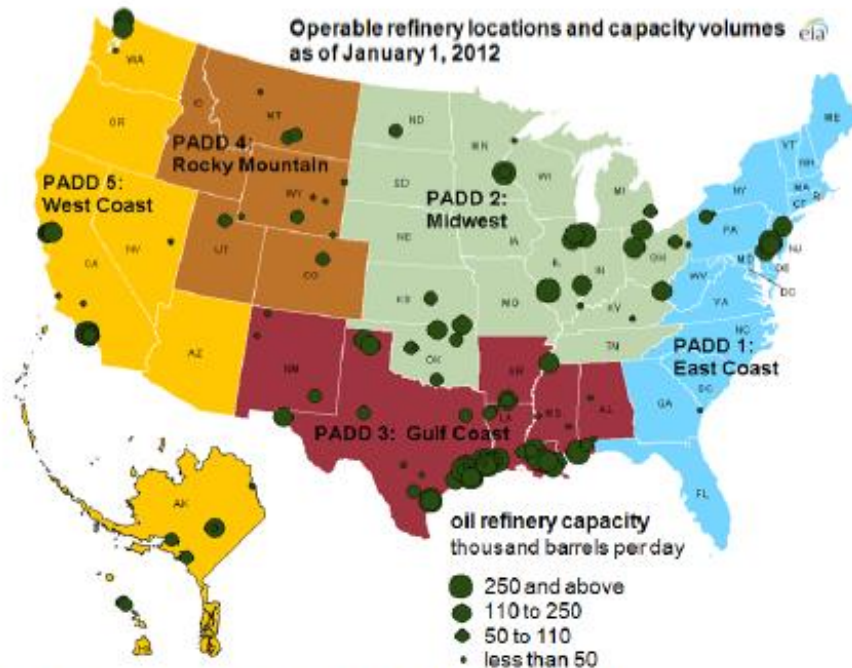
<sup>48</sup> I greggi possono essere di diversa qualità, quelli più leggeri e più dolci (ovvero i meno acidi e con minore contenimento di zolfo) sono di migliore qualità ed è attraverso questi che viene prodotta la benzina, il contrario invece avviene per il gasolio ed altri combustibili pesanti (la benzina potrebbe essere anche prodotta da greggi pesanti ma si tratterebbe di un ciclo di trasformazione anti-economico).

di greggi pesanti) che non ha facilitato lo spostamento del greggio dal luogo di estrazione a quello di trasformazione.

Oltretutto l'ascesa dello *shale oil* americano è coincisa con l'importazione di greggio canadese che veniva ricavato dalle sabbie bituminose e che, a differenza dello *shale oil* americano, è notevolmente più pesante.

Quanto al collegamento, problema simile hanno dovuto affrontare i produttori canadesi poiché le principali raffinerie americane che trasformano i greggi pesanti si trovano nelle zone del Golfo del Messico e non vi era alcuna condotta che potesse portare il greggio a quella destinazione e i mezzi alternativi di trasporto sarebbero stati troppo costosi. Per questo motivo la maggior parte del greggio importato dal Canada riusciva ad arrivare sino Cushing, OK (dove è presente il gigantesco hub di stoccaggio di petrolio, punto di riferimento del mercato nazionale) dove tuttavia non è riuscito a trovare abbastanza compratori. È importante sottolineare che questa improvvisa maggior disponibilità di risorse, in realtà, non è andata a soddisfare una domanda, ma aveva problemi a trovare compratori per motivi logistici.

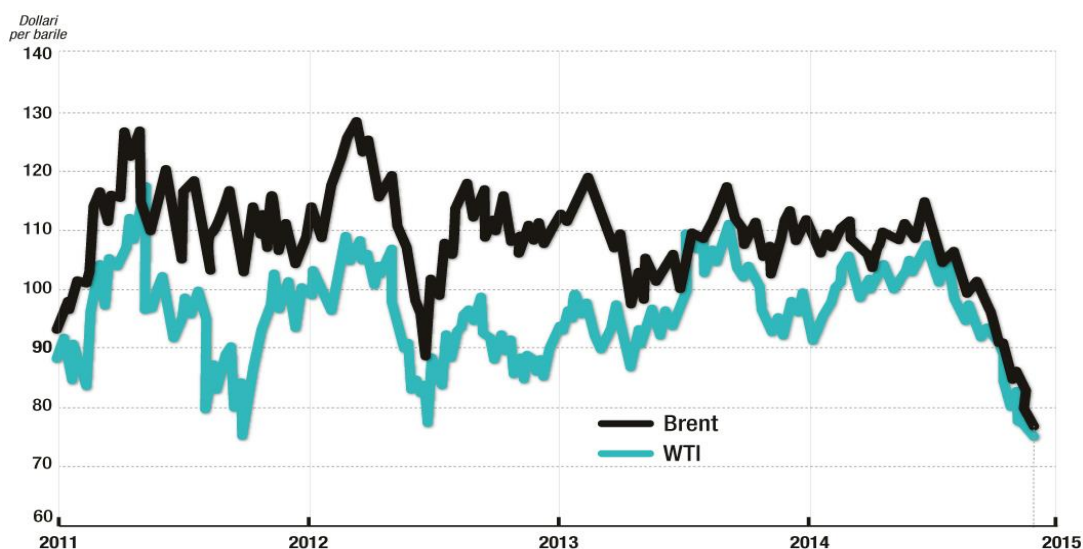
Qui di seguito una mappa che mostra dove sono presenti le principali raffinerie negli USA.



Source: U.S. Energy Information Administration, *Refinery Capacity Report*, 2012.

Il greggio canadese veniva esportato negli USA perché, anzitutto, non c'era sufficiente capacità degli oleodotti del luogo di trasportare il petrolio nei porti da dove poi si sarebbe potuto esportare e, in seconda battuta, perché la costruzione di oleodotti sulla costa del Pacifico aveva provocato dispute con le popolazioni di origine aborigena che lì risiedono, determinando lo stop forzato delle stesse. Inoltre, le esportazioni verso l'Asia orientale non erano possibili poiché la capacità ferroviaria esistente non era (e non è tutt'ora) sufficiente per sostenere spedizioni di larga scala di greggio e, in ogni caso, per le raffinerie asiatiche acquirenti comunque converrebbe acquistare il greggio dal Medio Oriente.

Inizialmente l'eccesso di offerta era concentrato a Cushing, OK dove, oltre ad arrivare il greggio canadese estratto da sabbie bituminose, arrivava lo *shale oil* americano. Il problema principale era che Cushing non ha sbocchi sul mare e per vendere il sempre maggiore greggio si era costretti a vendere a forti sconti o ad immagazzinare i prodotti. Difatti nel riquadro sottostante notiamo come già nel 2011 il WTI fosse notevolmente sotto pressione in termini di prezzo rispetto al Brent, una differenza di quotazione che in alcuni momenti era arrivata anche a \$25.



Il problema non era una mancanza di domanda finale dei prodotti raffinati, ma piuttosto una mancanza di domanda effettiva da parte delle raffinerie.

La sovrabbondanza di petrolio in Cushing venne alleviata a partire da metà del 2013, attraverso il riutilizzo di gasdotti esistenti che originariamente andavano dal Texas a Cushing e grazie al potenziamento del trasporto ferroviario.

In questo modo le raffinerie hanno iniziato a comprare il greggio all'interno del proprio paese anziché continuarlo ad importarlo, ed è stato proprio in questo momento che il prezzo del Brent è iniziato a scendere, in quanto si è avvertita la mancanza di una parte rilevante della domanda globale del greggio che ha avuto l'effetto di diminuire il prezzo anche delle *commodity* quotate in altre zone del mondo.

Nel corso del 2014, inoltre, si sono verificate le aperture di altre due importanti condutture per il trasferimento di greggio, aumentando notevolmente le capacità di trasporto del flusso di greggio da Cushing alle raffinerie del Texas e ci sono stati miglioramenti nelle infrastrutture per il trasporto del greggio alle raffinerie orientali degli USA, in modo da evitare il verificarsi di una *overcapacity* delle raffinerie presenti nelle zone del Golfo del Messico.

#### **4.6 Il caso della Goodrich Petroleum**

La Goodrich Petroleum Corporation è una società indipendente di esplorazione e produzione impegnata nello sfruttamento, sviluppo e produzione di *shale oil&gas*, principalmente nel Tuscaloosa Marine Shale ("TMS") in Louisiana orientale e Sud del Mississippi. A causa del contesto di prezzi del petrolio e del gas naturale in corso, sta concentrando la maggior parte delle attività nello sfruttamento e lo sviluppo dei pozzi preesistenti nelle formazioni Tuscaloosa Marine e Eagle Ford Shale.

Lo studio della Goodrich Petroleum è dovuto al fatto che rappresenta l'esempio calzante della società che, cavalcando la bolla speculativa, è riuscita a raggiungere alti valori azionari nonostante *performances* bilancistiche poco brillanti.

I valori azionari si sono mostrati tendenzialmente al rialzo dal gennaio 2011 a settembre 2014, dove, dai quasi 15\$ per azione, la valutazione era passata a 22\$ per azione, toccando



il massimo nel mese di giugno con un valore che sfiorava i 30\$<sup>49</sup>, nonostante il conto economico in questi anni non abbia mai mostrato un “briciolo” di utile.

C'è da dire che il livello massimo di prezzo è stato raggiunto proprio quando Gooldrich Petroleum ha iniziato ad operare in Tuscaloosa (che rappresenta uno dei maggiori campi dello *shale oil*).

L'EPS (*Earnings per share*) e il *price earnings* della società dal 2011 ad oggi sono sempre stati negativi e il *price to book value* è passato da un valore di 2.19 del 2012 a 0.52 del 2013 per poi diventare negativo nell'anno successivo a causa di un patrimonio netto contabile negativo<sup>50</sup>.



51

<sup>49</sup> Per l'esattezza si arrivò a \$29.6 il 16/6/2014.

<sup>50</sup> Al riguardo la voce più influente è senz'altro quella degli utili non distribuiti che rileva un valore molto negativo. Gli utili non distribuiti sono un conto del bilancio che individua l'ammontare degli utili che l'impresa decide di non distribuire ai possessori di capitale per destinarli in altre attività. Questi utili, se usati in modo redditizio, possono migliorare significativamente il quadro economico della società e soprattutto danno un'indicazione circa la possibile profittabilità dell'impresa nel medio-lungo periodo. Generalmente le imprese, quando hanno la possibilità di scegliere tra svariate opportunità di investimento con buoni guadagni, tendono a non distribuire dividendi poiché il management ritiene che le opportunità di sviluppo attraverso quei progetti sia notevole. Questo dato (se letto in modo da conoscere il tasso di crescita degli utili non distribuiti nell'anno in corso) può essere molto utile per gli investitori perché è una sorta di “segnalazione” attraverso la quale si è in grado di capire la propensione al rischio del management di una determinata società oltre che la capacità della società di poter reinvestire risorse in progetti ritenuti profittevoli. Ritornando al concetto di utili non distribuiti, essi sono un valore accumulato poiché gli utili non distribuiti di ogni nuovo anno vengono sommati al totale degli utili non distribuiti di tutti gli anni precedenti e, nel caso si verifichi una perdita, la voce andrà diminuita per la contetuale perdita.

<sup>51</sup> Immagine catturata da Yahoo Finance.

I corsi azionari sono diminuiti drasticamente quando è stato reso noto che per la Goodrich le estrazioni in Tuscaloosa erano molto costose e soprattutto meno capienti di quanto ci si aspettava, come certificati dai risultati (sia bilancistici che produttivi). Con dei risultati al di sotto delle attese, il giudizio di Standar&Poor's sul suo *outlook* è passato da stabile a negativo e da settembre 2015 ha una valutazione di *corporate credit rating* pari ad SD (*selective default*).

#### 4.7 Il concetto di correlazione statistica

La ricerca empirica che verrà svolta durante questo lavoro è tesa a “quantificare” la relazione tra alcuni *ratios* di *performance* dell'industria petrolifera americana e l'andamento della *oil commodity*.

Due o più variabili possono avere un legame se a variazioni dell'una corrispondono, più o meno proporzionalmente, variazioni dell'altra. In particolare la correlazione consiste nella ricerca della misura del grado di concordanza e discordanza tra le variabili X e Y, ovvero l'esistenza di interdipendenza tra esse.

Misura assoluta della concordanza è la covarianza che misura come varia X rispetto alla propria media contemporaneamente a come varia Y rispetto alla propria media. In formule:

$$cov(X, Y) = \sigma_{xy} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \mu_x)(y_i - \mu_y)$$

Il numeratore della covarianza è detto codevianza, ed è proprio dalla codevianza che è possibile intuire se tra le due variabili in questione (X ed Y) esista concordanza o discordanza. Vi sarà concordanza qualora a valori crescenti di X corrispondano valori crescenti di Y (ovvero  $\sigma_{xy} > 0$ ), discordanza se a valori crescenti di X corrispondano valori decrescenti di Y (ovvero  $\sigma_{xy} < 0$ ).

Se invece gli scostamenti delle due variabili rispetto alle medie si compenseranno ( $\sigma_{xy} = 0$ ) allora vorrà dire che non ci sarà associazione tra i caratteri.

Il difetto della covarianza è che è un indice assoluto di correlazione la cui unità di misura è pari al prodotto delle unità di misura in cui sono espressi i caratteri osservati. Pertanto, essa non può essere utilizzata per confrontare l'interdipendenza tra coppie di caratteri espressi in unità di misura differenti.

Il coefficiente di correlazione di Bravais-Pearson (nel corso della trattazione verrà semplicemente chiamato coefficiente di correlazione lineare) ovvia a questi problemi. Il coefficiente di correlazione lineare è un indice che misura la relazione lineare tra due variabili quantitative ed è uguale al rapporto tra la covarianza di due variabili, X ed Y, ed il prodotto dei rispettivi scarti quadratici medi.

In formule:

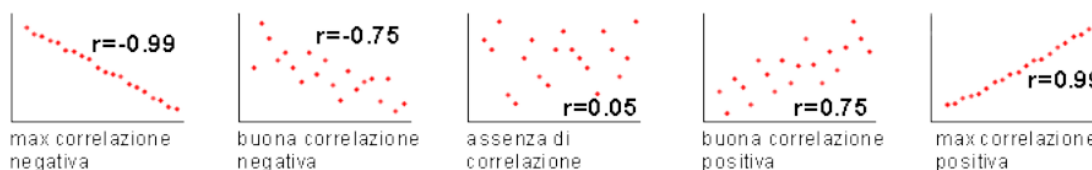
$$\rho_{xy} = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y}$$

$\rho_{xy}$  è un indice che varia tra -1 e 1 e non dipende dall'unità di misura dei due caratteri. Se tra le due variabili non vi è correlazione lineare, si ha che  $\rho_{xy} = 0$ . Il coefficiente di correlazione nullo, tuttavia, non implica indipendenza statistica ma solo indipendenza lineare. Bisogna ricordare che, se anche i calcoli portassero a  $\rho_{xy} = 0$  ciò non vuol dire che tra le due variabili ci sia indipendenza.

Date due variabili quantitative, diremo che sono correlate positivamente se variano in modo concorde, ossia all'aumentare [diminuire] dell'una aumenta [diminuisce] anche l'altra; correlate negativamente se variano in modo discorde, ossia all'aumentare [diminuire] dell'una, l'altra diminuisce [aumenta]. I valori 1 e -1 indicano rispettivamente piena concordanza e discordanza tra le variabili oggetto di studio.

Se  $0 < \rho_{xy} < 0.3$  allora si parla di correlazione debole, se  $0.3 < \rho_{xy} < 0.7$  allora si parla di correlazione moderata, in caso di valori maggiori la correlazione è forte.

Graficamente vengono qui di seguito esposti alcuni esempi:



Bisogna tener presente, però, che i concetti di correlazione e connessione sono differenti tra loro. Infatti tra le due variabili X ed Y può esserci concordanza o discordanza anche se non esiste alcuna connessione, ovvero legame logico. In questo caso si parla di correlazione spuria. In quest'ultimo non è possibile dare alla correlazione un valore interpretativo e il calcolo della correlazione rappresenterebbe un mero esercizio di calcolo matematico.

## **4.8 La verifica empirica**

### **4.8.1 Cosa dice la letteratura al riguardo**

L'evidenza empirica svolta in questo lavoro è tesa alla conoscenza della correlazione tra l'andamento della *commodity* e le *performances* d'impresa.

I principali studiosi e ricercatori del settore *oil&gas* nei loro diversi lavori si concentrano soprattutto sulle relazioni che vi sono tra l'andamento di prezzo della *commodity* e le dinamiche macroeconomiche quali: l'inflazione, gli effetti sulle politiche monetarie e fiscali, la disoccupazione ecc...

Infatti non sono molti i *paper* riguardanti più nello specifico lo studio della *performance* dell'impresa petrolifera.

Uno degli studi più interessanti è quello di Ramos, Veiga e Chih-Wei Wang, pubblicato nel febbraio 2012 che, analizzando le *performances* azionarie delle imprese petrolifere americane (sia quelle attive nell'E&P che quelle integrate) tra il 1987 e il 2011 e rapportandole ai prezzi del petrolio, hanno trovato che lo *stock market return* delle imprese in questione si adatta più velocemente quando il prezzo del petrolio si abbassa rispetto a quando lo stesso raggiunge dei picchi, trovando una sorta di relazione asimmetrica tra i due fattori. Ovvero, vi è una relazione non lineare tra l'andamento della *commodity* e il ritorno azionario delle imprese prese in esame, in quanto le *performances* azionarie si "aggiustano" più rapidamente quando c'è una caduta nel prezzo della *commodity* rispetto alla situazione opposta.

Questo studio si è rivelato utile per comprendere l'impatto del prezzo del petrolio sul valore di mercato delle imprese attive nel settore, in particolare la relazione non lineare è valida per le imprese attive solamente nell'E&P e non per quelle integrate, che risultano

decisamente meno sensibili (come d'altronde già intuito nei primi capitoli di questo lavoro) alle variazioni di prezzo della *commodity*.

Altro interessante lavoro è quello di Dayanandan and Donker (2011) che hanno investigato sulla relazione presente tra l'andamento della *commodity oil* e la struttura del capitale, la dimensione e la *performance* contabile delle imprese petrolifere nordamericane tra il 1997 e il 2008<sup>52</sup>.

I risultati del *paper* mostrano che il prezzo del greggio ha un impatto positivo e significativo sulle *performances* contabili<sup>53</sup> delle imprese petrolifere in Nord America. La crisi finanziaria del 2007/2008 ha influenzato negativamente sia il prezzo del petrolio che le *performances* delle imprese, a differenza delle crisi asiatiche e dell'11/9 che non hanno avuto un impatto significativo sul rendimento del capitale e delle attività petrolifere. Lo studio, in altre parole, conferma che le prestazioni delle imprese petrolifere sono trainate principalmente dai prezzi delle materie prime.

Altra ricerca interessante è quella svolta da Olivier Taïlé Manikom e Charles Guillermet nel 2014 che hanno provato a studiare la relazione tra il prezzo della *commodity* e le *performances* delle *International Oil Companies* europee tra il 2004 e il 2013 attraverso l'uso di un modello di regressione multipla. Nel modello di regressione gli indicatori di *performances* (ROA, ROE e *Profit Margin*) rappresentano le variabili dipendenti mentre il prezzo del greggio è la variabile indipendente. I risultati empirici del lavoro mostrano che il prezzo del greggio ha una relazione negativa con le *performances* dell'impresa. I risultati sulla relazione tra il prezzo del petrolio greggio e la *performance* finanziaria delle IOCs sono quindi contrari ai risultati dello studio di Dayanandan & Donker (2011).

Un altro studio è quello di Indrani Hazarika che nel suo *paper* "*Performance Analysis of Top Oil and Gas Companies Worldwide with reference to Oil Prices*" ha analizzato la profittabilità, la liquidità, la "salute" finanziaria e l'efficienza delle cinque compagnie di *oil&gas* più importanti in base ai ricavi, gli utili, il valore azionario e l'ammontare delle

---

<sup>52</sup> C'è da sottolineare che la letteratura si spende molto sullo studio della relazione tra la *commodity* del greggio e l'andamento azionario delle imprese petrolifere o sulla valutazione d'azienda, tuttavia lavori che studino una relazione tra l'andamento della *commodity* e la *performance* contabile dell'impresa petrolifera sono davvero rari. Il motivo di ciò è probabilmente dovuto al fatto che, essendo le imprese petrolifere società ad uso intensivo di capitali e che molto spesso utilizzano il mercato dei capitali come fonte di approvvigionamento finanziario, l'andamento azionario rappresenta per un investitore o un'analista il metodo più efficace per conoscere la redditività attesa.

<sup>53</sup> Il principale indicatore di performance utilizzato in questa indagine empirica è il ritorno sul patrimonio netto (ROE).

operazioni svolte ogni anno nell'arco di periodo tra il 2007 e il 2014. L'analisi viene poi ampliata per studiare l'impatto che il prezzo del petrolio ha su tutti gli indicatori presi fino a quel momento come riferimento. Il campione delle imprese è il seguente: British Petroleum, Chevron, Exxon Mobil, Royal Dutch Shell, Gazprom, Sinopec e Petro China, e lo studio della relazione è effettuato con l'uso di un modello di regressione lineare nel quale il prezzo del petrolio è assunto come variabile indipendente e la *performances* delle imprese sono intese come variabile dipendente.

Concentrandoci sui risultati riguardanti la relazione tra il prezzo del petrolio e la redditività d'impresa, l'evidenza empirica di questo lavoro ha mostrato come non ci sia un'associazione nettamente positiva tra la profittabilità dell'impresa e l'andamento della *commodity*, in particolare alcune imprese hanno mostrato un risultato lievemente negativo. In ogni caso le risultanze sono riassunte nella tabella qui sotto.

### **Correlation Coefficient between crude oil price**

<b>Name of Company</b>	<b>ROA</b>	<b>ROE</b>	<b>ROC</b>
British Petroleum	0.06	0.10	0.07
Chevron	0.4	0.3	0.2
Gazprom	0.01	-0.05	0.02
Royal Dutch Shell	0.01	-0.05	-0.05
Sinopec	-0.4	-0.4	-0.4
Exxon Mobil	0.17	0.2	0.16
Petro China	-0.4	-0.4	-0.4

<sup>54</sup>

### **4.8.2 Lo studio empirico effettuato**

Le imprese prese a campione nell'evidenza empirica sono otto e tutte operanti nel mercato nordamericano (più specificatamente tutte operanti negli USA). La maggior parte di esse svolgono estrazioni all'interno dei confini, tranne che le società più grandi (quali Apache, ExxonMobil) e la Noble Energy.

---

<sup>54</sup> *Return on Capital (ROC)*: il ROC misura il ritorno che un investimento genera per i portatori di capitale, ovvero sia i *bondholders* e gli *stockholders*.

Le otto imprese soggette ad analisi sono: Clayton Williams Inc., Callon Petroleum, Oasis Petroleum, Stone Energy Corporation, Chesapeake Energy Corporation, Noble Energy, ExxonMobil ed Apache corporation.

Tutte le imprese suddette, anche quelle più grandi, svolgono estrazioni di tipo *shale* e sono quotate nel mercato nordamericano (New York Stock Exchange).

La Clayton Williams è una società attiva per la maggior parte in estrazioni di tipo *shale*. Le estrazioni della Clayton Williams Inc. si svolgono nella Permian Basin (dove avviene la produzione di tipo *shale*) e nella Giddins Area.

La strategia di Clayton Williams Energy è quella di aumentare le riserve di petrolio e di gas per aumentare il valore per gli azionisti. È una società che prova a sfruttare le occasioni (*occasion-driver*) concentrandosi sulla perforazione e lo sviluppo dei pozzi offerti nelle Permian Basin e Giddins Area. L' "inventario" presente in queste aree rappresenta la principale risorsa dell'impresa.

La Callon Petroleum è una società indipendente di petrolio e gas naturale, focalizzata sulla crescente produzione e nel bacino Permian. La quasi totalità delle operazioni si svolge in questo bacino.

Attua una strategia focalizzata con un impegno per la crescita e l'obiettivo della società è quello di aumentare il valore degli azionisti attraverso una crescita sostenuta delle sue riserve, dei livelli di produzione e dei flussi di cassa derivanti da operazioni.

Oasis Petroleum è il primo operatore nel bacino di Williston, è una delle più famose realtà in America per la "distribuzione" della tecnologia, l'efficienza operativa, e lo sviluppo delle infrastrutture. Nel bacino di Williston i campi più redditizi dell'impresa sono quelli del Bakken e del Three Fork. A differenza delle prime due società descritte, il *focus* dell'impresa non è concentrato sulla crescita, infatti strategicamente è più "conservatrice" rispetto alle precedenti e anche più diversificata.

L'obiettivo di aumentare il valore degli azionisti viene inseguito mantenendo sempre un numero elevato di riserve e una produzione che garantisca flussi di cassa e rendimenti sul capitale investito interessanti.

La società è molto attiva nel bacino di Williston e, per l'accrescimento dei rendimenti, si concentra molto sull'efficienza operativa e dei costi investendo nelle infrastrutture necessarie per ridurre i costi unitari e per aumentare l'efficienza in ogni fase del processo.

La società è sempre molto attenta agli sviluppi tecnologici ed in particolare cerca di usufruire tecnologie e tecniche collaudate per massimizzare i “recuperi” di petrolio.

Stone Energy Corporation è una società indipendente di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale.

La sua strategia di business è quella di sfruttare gli alti flussi di cassa generati dalle attività esistenti nel Marcellus Shale, dove svolge estrazioni di tipo *shale*, e nella zona del Golfo del Messico dove vengono svolte attività convenzionali.

Chesapeake è il secondo più grande produttore di gas naturale e il dodicesimo più grande produttore di petrolio negli Stati Uniti, leader del settore con un ampio portafoglio di attività non convenzionali di alta “qualità”<sup>55</sup>. Chesapeake cerca di incrementare il proprio valore con una strategia focalizzata sull’efficienza di capitale e dei costi G&A<sup>56</sup>, prestando particolare attenzione alla disponibilità liquida.

Rispetto alle realtà precedenti, Chesapeake è una società con un portafoglio di attività molto più ampio, attiva soprattutto nella zona meridionale e centrale degli USA con estrazioni di tipo *shale* in tutti i principali campi descritti nella nota quaranta.

Noble Energy è una società indipendente di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale. I principali campi di estrazione della società comprendono estrazioni non convenzionali che avvengono nei campi Marcellus Shale, Aquila Ford Shale e Permian Basin. Le altre attività più rilevanti e di tipo convenzionale avvengono nel Golfo del Messico, nel Mediterraneo orientale e nell’Africa Occidentale. Geograficamente, tra le società fino ad ora descritte, la Noble energy è quella più diversificata.

La ExxonMobil rappresenta la società petrolifera più grande al mondo per capitalizzazione sul mercato nonché la IOC più importante al mondo. Si tratta di un gruppo globale molto integrato verticalmente e con un’elevata diversificazione geografica. Essa è uno dei *player* dello *shale oil*<sup>57</sup> americano più conosciuti, come dimostra la seguente tabella stilata nel 2015:

---

<sup>55</sup> Con questo termine si intende un’attività che abbia un’alta probabilità di divenire molto redditizia.

<sup>56</sup> G&A: General and Administrative.

<sup>57</sup> A dimostrazione di ciò bisogna riportare una delle invenzioni della ExxonMobil sull’estrazione del petrolio di scisto *in situ*: ovvero la ExxonMobil Electrofrac.



## Popular names in Americas shale oil

RANK	COMPANY	LOCATION
1	Exxon Mobil Corp.	Texas
2	Chevron Corp.	California
7	ConocoPhillips	Texas
22	EOG Resources, Inc	Texas
34	Encana Corp.	Canada
51	Devon Energy Corp.	Oklahoma
53	Hess Corp.	New York
55	YPF SA	Argentina
57	Chesapeake Energy Corp.	Oklahoma
78	Noble Energy, Inc.	Texas
80	Murphy Oil Corp.	Arkansas
91	Pioneer Natural Resources Co.	Texas
94	Marathon Oil Corp.	Texas
96	Continental Resources, Inc	Oklahoma
105	Southwestern Energy Co.	Texas
135	Denbury Resources Inc.	Texas
140	Newfield Exploration Co.	Texas
153	Antero Resources Corp.	Colorado
157	Range Resources Corp.	Texas
159	Cimarex Energy Co.	Colorado
162	SM Energy Co.	Colorado
172	Occidental Petroleum Corp.	Texas
180	Crescent Point Energy Corp.	Canada
194	EQT Corp.	Pennsylvania
209	Anadarko Petroleum Corp..	Texas
211	Oasis Petroleum Inc	Texas
226	Apache Corp.	Texas
237	CONSOL Energy Inc.	Pennsylvania

Note: Sample of popular, widely-known names in the shale oil industry (not all inclusive)

Source: Platts Top 250 Global Energy Company Rankings

In termini assoluti, la ExxonMobil è la società che detiene il maggior numero di progetti in pancia e quindi l'impatto delle operazioni nello *shale oil*, in termini relativi, non sono così rilevanti come potrebbe essere per le altre società prima descritte.

Altra società è Apache Corporation. Essa rispetto alle società precedentemente descritte (ad esclusione della Exxon Mobil), è notevolmente più grande non solo per la mole di operazioni che svolge ma anche per i valori iscritti a bilancio.

Operativamente la maggior parte delle attività di Apache Corporation si svolgono in America (USA e Canada), UK ed Egitto. Essa è forse la più grande realtà aziendale indipendente del settore petrolifero.

Per misurare la *performance* di impresa verranno usati *ratios* quali il ROE ed il ROACE e gli utili realizzati dalle imprese negli ultimi dieci anni.

La scelta di questo arco temporale è dovuta al fatto che, se si fossero presi in considerazione esclusivamente gli ultimi cinque anni, si sarebbe riuscito a catturare solamente le *performances* ottenute dalle imprese una volta uscite dalla crisi finanziaria dei mutui *subprime*. Invece, con la scelta di tale arco temporale, si riesce ad osservare le *performances* delle imprese e l'andamento della *commodity* prima, durante e dopo le crisi. La *commodity* presa come riferimento è il *crude oil price* WTI (Nymex).

L'evidenza empirica di questo lavoro ha mostrato una molto debole correlazione tra gli utili e la *commodity* e tra la *commodity* e il ROE, mentre la correlazione tra ROACE e *commodity* è ben più forte.

I dati sono i seguenti:

	Clayton Williams	Callon Petroleum	Oasis Petroleum	Stone energy corporation	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-stock price	0,613322425	0,620080167	0,932675074	0,721873334	0,814930321	0,407266023	0,392432411	0,880543747	0,66277
Correlazione commodity-utili	0,343572279	-0,330800535	0,000591996	-0,382893686	0,444719817	0,42270581	-0,158978289	0,444719817	0,10175
Correlazione commodity-ROE	0,321708686	-0,443354815	0,260254547	-0,341498667	0,754204699	0,394171392	-0,16062398	0,448416996	0,15003
Correlazione commodity ROACE	0,115385895	0,618727404	0,181336177	-0,170713151	0,728610759	0,380950097	0,870229771	0,498242824	0,41148
	1	1	0,7	1	1	1	1	1	

Una volta calcolate le varie correlazioni, è stata effettuata una media ponderata poiché, le correlazioni studiate tra le *performances* di Oasis Petroleum e la *commodity*, sono state misurate a partire dal 2007, ciò dovuto al fatto che non è stato possibile reperire dati bilancistici più datati. Tutte le società sono state ponderate con un valore pari ad uno, tranne la Oasis Petroleum che avrà un valore pari a 0.7 poiché, in termini cronologici, la correlazione è stata studiata su un orizzonte temporale di sette anni anziché dieci.

Possiamo notare come in alcune celle ci siano valori addirittura negativi. Particolarmente evidenti sono i valori di Stone Energy Corporation che, a fronte di una correlazione molto forte tra la *commodity* e la *performance* azionaria, riesce ad avere addirittura correlazioni di segno negativo nelle *performances* di tipo contabile. Un dato che dimostra come le *performances* contabili e azionarie possano presentare sostanziali differenze. Ma non è l'unica società nel paniere a presentare dati del genere, in quanto lo stesso accade per Callon Petroleum e per ExxonMobil (che però presentano un ROACE fortemente correlato all'andamento della *commodity*). Callon Petroleum nelle correlazione tra

*commodity* e utili e in quella tra *commodity* e ROE presenta valori negativi piuttosto moderati, mentre la Exxon nelle stesse correlazioni presenta valori negativi molto lievi.

I dati delle imprese appena menzionate sembrerebbero, almeno all'apparenza, dare ragione agli studi svolti da Olivier Tâil  Manikom e Charles Guillermet, tuttavia nel complesso la verifica empirica non ha dato valori cos  netti tali da poter dire che le *performances* contabili siano fortemente correlate dall'andamento della *commodity*. Infatti la correlazione tra l'andamento della *commodity* e il ROACE   di segno positivo ed   anche piuttosto consistente, mentre quella tra *commodity* e utili e *commodity* e ROE   di segno positivo ma piuttosto lieve.

Ci    dovuto a diversi fattori. *In primis* essendo i *ratios* composti da dati contabili, essi saranno influenzati dalle regole contabili seguite dall'impresa nonch  da quelle poste dal legislatore. Voci come quelle dei risconti e dei ratei passivi, se "liquidati" ai prezzi correnti della *commodity*, possono influenzare le risultanze operative del bilancio dell'anno successivo.

Il secondo fattore   che le *performances* contabili delle imprese sono influenzate anche dalle gestioni finanziarie, straordinarie e tributarie che possono incidere pi  o meno significativamente sul risultato complessivo dell'impresa. Quindi anche se i risultati operativi in un dato anno si siano rivelati eccellenti grazie ad un picco raggiunto dal prezzo del petrolio, i risultati finali, al netto di tutte le gestioni, potrebbero essere pi  contenuti nel caso le gestioni straordinarie e/o finanziarie si siano rivelate in perdita<sup>58</sup>.

Un esempio lo possiamo trovare nelle risultanze contabili della Clayton Williams del 2013, nelle quali, rispetto ad un risultato operativo positivo pari a circa \$ 12 milioni, le gestioni finanziarie e straordinarie hanno determinato un' "affossamento" del risultato, determinando una perdita pari a circa \$24 milioni.

Il terzo fattore riguarda il fatto che i dati contabili sono per lo pi  frutto di operazioni gi  avvenute, a differenza della *commodity* che esprime il prezzo del petrolio consegnato a venti giorni. Quindi se la *commodity* esprime pi  un valore prospettico, i dati contabili invece esprimono valori di operazioni realizzate nell'anno in corso. Inoltre bisogna considerare che l'influenza del prezzo della *commodity* sul risultato contabile di un anno

---

<sup>58</sup> In ogni caso,   possibile che le gestioni finanziarie e straordinarie aumentino la correlazione tra la *commodity* e la *performance* presa in esame se hanno lo stesso segno rispetto all'andamento della *commodity*.

dipenderà anche dal momento nel quale si verificherà la caduta (o l'eventuale rialzo) del prezzo. Nel senso che una voce contabile come quella degli utili, in un dato anno, risentirà maggiormente di una caduta del prezzo della *commodity* se quest'ultima si verificherà nel primo trimestre dell'anno anziché nell'ultimo (come avvenuto nella recente caduta del prezzo nel 2014).

Ultima questione riguarda l'uso di strumenti finanziari con i quali le imprese tendono ad assicurarsi dal rischio volatilità della *commodity*. In particolare la sottoscrizione di contratti derivati ai fini *hedging* nonché accordi VPP possono far sì che i risultati contabili dell'impresa non risentano particolarmente della volatilità della *commodity*.

Una spiegazione, quest'ultima, più che plausibile dato che nel luglio 2015 la rivista di stampo economico "The Economist" faceva notare come dei \$15 miliardi di cash flow prodotti dall'industria *shale oil* nel primo trimestre 2015, quasi un terzo era stato "prodotto" da strumenti finanziari derivati<sup>59</sup>. Al riguardo Asjlynn Loder, giornalista di Bloomberg, nei primi di dicembre del 2015 pubblicava un articolo intitolato "*This Oil Company Could Have Made \$1 Billion More by Doing Nothing*", nel quale faceva notare come la maggior parte delle *shale firm* americane, "bloccando" buona parte della linea dei ricavi attraverso strumenti derivati, sono riuscite a realizzare plusvalenze importanti. Per alcune imprese addirittura, prendendo sempre come fonte lo stesso articolo, dai documenti finanziari depositati presso la US Securities and Exchange Commission, si scopre che i derivati hanno rappresentato circa il 40% o più del fatturato<sup>60</sup>.

C'è da dire che tutte le società prese in esame nell'evidenza empirica precisano nei documenti rilasciati alla SEC che tutte le attività finanziarie sottoscritte non sono state effettuate allo scopo di trading o speculazione, ma al solo fine di assicurarsi dalle oscillazioni dei mercati finanziari.

<sup>59</sup> Per l'esattezza "The economist" parla del 31%.

<sup>60</sup> Addirittura la Devon Energy Corporation nel 2014 è riuscita a realizzare quasi \$2 miliardi di dollari di ricavi dalle coperture ottenute tramite derivati, come qui di seguito mostrato.

**DEVON ENERGY CORPORATION AND SUBSIDIARIES**  
**CONSOLIDATED COMPREHENSIVE STATEMENTS OF EARNINGS**

	Year E
	2014
	(In millions, e)
Oil, gas and NGL sales	\$ 9,910
Oil, gas and NGL derivatives	1,989

Il FASB, al riguardo, disciplina la contabilizzazione di strumenti derivati nell'asserzione n. 133.

La funzione principale dei contratti derivati sottoscritti dalle imprese petrolifere è quello di *cash flow hedge*, ovvero come strumenti finanziari designati a copertura della volatilità dei flussi di cassa di una operazione prevista. Come disposto dal FAS n.133, se il derivato soddisfa le condizioni per essere definito come *cash flow hedge*, la porzione dei guadagni e delle perdite che si siano dimostrati efficaci strumenti di copertura, verranno iscritte ad OCI (*Other Comprehensive Income*) e successivamente riclassificate a conto economico quando l'operazione prevista influenzerà il risultato contabile. Invece la porzione inefficace dei guadagni e delle perdite è riportata a *Profit&Loss* immediatamente.

Per quanto riguarda i derivati designati come copertura del rischio alla variazione *del fair value* di una rilevata attività o passività, i guadagni o le perdite derivanti da esso verranno portate direttamente a conto economico al netto del guadagno o della perdita subita sulla posta oggetto di copertura<sup>61</sup>.

Nell'evidenza empirica notiamo come la correlazione, senza i guadagni e le perdite prodotte da strumenti derivati sottoscritti per *hedging*, sia più accentuata. Non solo nelle medie la correlazione tra ROE e *commodity* aumenta del 60% rispetto al calcolo precedente ma la correlazione tra utili e *commodity* è addirittura oltre il doppio rispetto al dato precedente!

	Clayton Williams	Callon Petroleum	Oasis Petroleum	Stone energy corporation	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-utili	0,291244023	-0,353947577	0,456766955	-0,220625362	0,71	0,35389322	0,43932944	0,45496862	0,258327
Correlazione commodity-ROE	0,316687461	-0,497612523	0,272033239	-0,336670414	0,767864469	0,345982339	0,606070002	0,458512211	0,240423
	1	1	0,7	1	1	1	1	1	

Le variazioni più importanti (nella correlazione tra utili e *commodity*) sono decisamente quelle di Oasis Petroleum, Exxon Mobil e Chesapeake (in particolare Exxon Mobil è passata da una correlazione negativa molto lieve ad una correlazione positiva piuttosto consistente), mentre nella correlazione tra ROE e *commodity* un notevole risultato

<sup>61</sup> L'eventuale guadagno o perdita dovrà essere iscritta nel periodo in cui si sia verificato il cambiamento del *fair value* dell'attività o passività oggetto di copertura.

differente lo mostra la ExxonMobil passando da un valore lievemente negativo ad una correlazione piuttosto forte.

Sicuramente i dati che stupiscono sono quelli di Callon Petroleum e di Stone Energy Corporation che, nonostante l'assenza di derivati al conto economico, continuano ad avere un debole correlazione negativa tra le *performances* contabili e la *commodity*. Infatti sono le uniche imprese a presentare una correlazione negativa tra le *performances* contabili e l'andamento della *commodity*. La spiegazione di ciò è presto data: queste due imprese attuano un metodo di contabilizzazione delle operazioni di estrazione diverso rispetto alle altre (usano il metodo a *full cost* a differenza delle altre che utilizzano un metodo *successful effort*), a dimostrazione che le regole di contabilizzazione scelte dall'impresa possono modificare più o meno le risultanze di bilancio.

Al riguardo è doveroso riprendere ciò che è stato scritto già nel II capitolo di questo lavoro, quando si parlava del metodo *full cost* (il paragrafo di riferimento è il 2.4.1). Il metodo *full cost* permette alle imprese di stabilizzare gli utili o addirittura "sovrapvalutarli", con effetti che si riflettono nel calcolo dei principali *ratios* contabili.

In definitiva, le *performances* contabili dell'impresa petrolifera sono correlate alla *commodity* se l'impresa attua un metodo di contabilizzazione *successful effort* e, soprattutto, l'incidenza della correlazione dipenderà dal segno delle gestioni finanziarie e straordinarie condotte, nonché dalla frequenza con la quale l'impresa sottoscrive strumenti di copertura.

Infatti, eliminando dalla serie i dati delle società che applicano il metodo di contabilizzazione *full cost* (ovvero Callon Petroleum e Stone Energy Corp.) possiamo notare come le medie di correlazione tra *commodity* e utili e *commodity* e ROE siano significativamente superiori. Più precisamente nel caso della correlazione tra *commodity* e utili, la media risulterà aumentata all'incirca del 74%, mentre la correlazione tra *commodity* e ROE mostra un aumento pari all'incirca al 96%.

	Clayton Williams	Oasis Petroleum	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-utili	0,291244023	0,456766955	0,71	0,353389322	0,43932944	0,45496862	0,449771
Correlazione commodity-ROE	0,316687461	0,272033239	0,767864469	0,345982339	0,606070002	0,458512211	0,471147
	1	0,7	1	1	1	1	

Sarebbe molto interessante, al riguardo, continuare lo studio anche per il 2015, peccato però che generalmente la diffusione dei dati bilancistici avvenga in un periodo agli intorni di marzo. Molto probabilmente i risultati del 2015 vedranno diversi *profit warning* non solo per le società che adottano il sistema di contabilizzazione a *successful effort*, ma anche per quelli che adottano il sistema *full cost*. Soprattutto per quest'ultime, dato che dovranno scontare non solo i risultati poco brillanti nella produzione del periodo di riferimento, ma in più dovranno iscrivere svalutazioni maggiori di quanto ne potessero iscrivere se avessero usato il metodo *successful effort*.

## 4.9 Conclusioni

La verifica empirica ha mostrato che non tutte le società attive nell' E&P dell'*oil&gas* hanno delle *performances* contabili positivamente correlate all'andamento della *commodity*. In generale la correlazione è positiva, tuttavia ogni società può avere diversi gradi di correlazione in base a diversi fattori: dimensione dell'impresa, diversificazione geografica e strategica, struttura finanziaria e diverse condizioni dei *covenant* sottoscritti.

Nella verifica empirica, prendendo in esame alcune società nordamericane, si può notare come la correlazione tra *commodity* e utili, e tra *commodity* e ROE, sia davvero molto lieve. La spiegazione di ciò è dovuta a diversi fattori: i dati contabili seguono regole definite dal legislatore e quindi i *ratios* possono essere influenzati da queste ultime, inoltre le voci di bilancio come quelle dei risconti e dei ratei passivi possono avere un valore diverso rispetto a quello che avrebbero potuto avere.

Altra questione è che i risultati contabili dell'impresa dipenderanno anche dalle attività finanziarie, straordinarie e tributarie ed, inoltre, la *commodity* esprime un valore prospettico mentre i dati contabili si riferiscono ad operazioni per lo più già avvenute.

Altro fattore è l'uso di strumenti derivati che è diventato piuttosto comune per le imprese che hanno a che fare con l'estrazione di materie prime, poiché sono uno strumento che permettono di trasferire il rischio di variabilità del prezzo. Infatti, eliminando dalle risultanze contabili tutti i "guadagni" e/o le "perdite" avvenute grazie alla sottoscrizione di quest'ultimi, l'evidenza empirica dimostra come le *performances* contabili delle imprese siano maggiormente correlate all'andamento della *commodity*. Eppure, nonostante ciò, ci sono imprese che riescono ad avere una correlazione moderatamente

negativa tra gli utili e la *commodity* e tra la stessa *commodity* e il ROE. La ragione è che viene usato un sistema di contabilizzazione dei costi completamente differente rispetto alle altre. Nello specifico si tratta del *full cost method* che permette di capitalizzare tutti i costi di ricerca indipendentemente dal fatto che tali costi portino ad una specifica scoperta di riserve, molto differente rispetto al *successful effort method* che permette la capitalizzazione dei costi associati alle sole attività esplorative concluse con successo. Questo influisce non poco sui risultati contabili poiché le società che seguiranno il *successful effort method* dovranno imputare a costi d'esercizio quelli sostenuti per estrazioni che non hanno comportato alcuna scoperta. Quindi, assumendo risultati operativi identici, una compagnia petrolifera e del gas secondo il metodo *successful effort* si può aspettare di avere un utile netto nel periodo in questione più basso rispetto all'omologa che segue il metodo *full cost*. Tuttavia quest'ultima, se non sarà in grado di scoprire nuove riserve, dovrà subire un calo del tasso di produzione negli anni successivi che influirà negativamente sui ricavi e sugli utili di esercizio, con risultati peggiori rispetto all'omologa società che usa il *successful effort*, poiché dovrà ammortizzare i maggiori costi capitalizzati.

Quindi le imprese che utilizzano un metodo di contabilizzazione *successful effort* risultano avere delle *performances* maggiormente correlate all'andamento della *commodity* rispetto a quelle imprese che usano il metodo *successful effort*.



## Bibliografia

- Aliaga, Diaz R., Davis J., *Oil, the economy, and the stock market*, 2008.
- Annual Refinery Report 2015*, Energy Information Administration, 2015.
- Aprèa M., Ena D., Kvam T., Sossi V., Tocci U., *Key Performance Indicators e stima del target price*, 2012.
- Asche F., Misund B., Mohn Klaus, Osmundsen P., *Valuation of international oil companies, The Roace Era*, 2005.
- Biancone P., Busso D., Dezzani F., *IAS/IFRS: manuale II ed.*, Milano, IPSOA, 2012.
- Brock H., Feiten J., Jennings D. – *Petroleum Accounting 5<sup>th</sup> ed.* , 2000 pp 1-225, 381-550.
- Büyükhahin B., Harris J., *The Role of Speculators in the Crude Oil Futures Market*, 2009.
- Caramiello C., Di Lazzaro F., Fiori G., *Indici di bilancio, strumenti per l'analisi della gestione aziendale*, II ed., Giuffrè Editore, 2003.
- Cherry M., Sneirson J., *Beyond Profit: Rethinking Corporate Social Responsibility and Greewashing after the BP Oil Disaster*, 2011.
- Conca J., *U.S. Winning Oil War Against Saudi Arabia*, Forbes 22/7/2015.
- Structured Financing Techniques in Oil and Gas Project Finance*, C. Culp and J. P. Forrester in ENERGY AND ENVIRONMENTAL PROJECT FINANCE LAW AND TAXATION, Oxford University Press, 2010, 521-556 pp.
- Dayanandan A., Donker H., *Oil prices and accounting profits of oil and gas companies*, 2011.
- Di Benedetto F., *I mercati del Petrolio*, Milano, Ed. Franco Angeli, 2001.
- Di Gabriele N., *La valutazione dell'impresa petrolifera. Metodi operativi e capacita' di spiegare i corsi azionari*, 2010.
- Drilling Productivity Report for key tight oil and shale gas regions - December 2015*, U.S. Energy Information Administration.
- Ejins M., *The general assessment of the attractiveness of the oil and gas industry from a variety of perspectives*, 2014.
- Gallun R., Wright C., *Fundamentals of oil and gas accounting 5<sup>th</sup> ed.*, PennWell Books, 2008.
- Grassia L., *Alla ricerca dell'oro nero*, La Stampa 26/8/2015.
- Guillemet C., Manikom O., *Oil & Gas producers' financial performance*, 2014.

- Hazarika I., *Performance Analysis of Top Oil and Gas Companies Worldwide with reference to Oil Prices*, 2015.
- Inkpen A., Moffett M., *The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance*, PennWell Books, 2011.
- Economia e Politica degli Idrocarburi in Enciclopedia degli idrocarburi, Roma, Istituto della Enciclopedia Italiana fondata da Giovanni Treccani, 2005.
- Lameira V., Pereira R., Quelhas O., Vergura S., *Performance analysis of Euro-zone energy companies*, 2012.
- Lutz K., *The Impact of the Shale Oil Revolution on U.S. Oil and Gasoline Prices*, 2014.
- Mastrolilli P., *Sorpresa, l'Arabia è in bolletta e cerca prestiti per 27 miliardi*, La Stampa 7/8/2015.
- Migliavacca S., Pizzurno E., *Le strategie competitive delle imprese petrolifere internazionali – 2008*.
- Muñoz J., *Financing of Oil and Gas Transactions*, Texas Journal of oil, gas, and energy law, 2009.
- Id., *Annual Report 2014*, 2014.
- Id., *Annual Statistical Bulletin 50<sup>th</sup> Edition*, 2015.
- Pattabiraman S., *Growth vs Profitability: The Importance of ROCE*, 2013.
- Petrolio e Gas in Italia: un'opportunità per la crescita*, Assomineraria e Ricerche Industriali Energetiche, 2012.
- Pjsc gazprom, ifrs consolidated interim condensed financial information – 2015.
- Relazione Finanziaria Annuale 2014*, Eni, 2014.
- Riddle P., *Volumetric Production Payments An Effective Monetization Strategy*, 2006.
- Robert Gordon University, *Oil and gas contract law-cw1*, 2015.
- Saudi Arabia: 2015 Article IV Consultation- press release; Staff report; and informational annex*, FMI, pp 1 -13, 2015.
- Speer P., *Volumetric Production Payments – Analytical Implications and Adjustments for E&P Companies*, 2006.
- US GAAP vs. IFRS*, Ernst&Young, 2009.
- World Energy Outlook 2015*, International Energy Agency, 2015.
- World Oil Outlook 2014*, Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2014.
- Van Mazijk R., *International Oil and Gas Accounting*, 2009.
- Yunus H. – *Volumetric Production Payment in Oil and Gas Properties in the US*, 2014.

## Sitografia

Belluomo S., *A rischio il miracolo shale: negli Usa sempre più petrolifere in bancarotta* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2015-09-17/a-rischio-miracolo-shale-negli-usa-sempre-piu-petrolifere-bancarotta--211451\\_PRV.shtml?uuid=ACI9qlz](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2015-09-17/a-rischio-miracolo-shale-negli-usa-sempre-piu-petrolifere-bancarotta--211451_PRV.shtml?uuid=ACI9qlz) (Consultato il 30/11/2015)

Ead., *Teheran pronta a «inondare» i mercati con il suo greggio* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-15/il-ritorno-petrolio-iraniano-affossa-barile-brent-sotto-29-dollari-220304\\_PRV.shtml?uuid=ACsb64AC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-15/il-ritorno-petrolio-iraniano-affossa-barile-brent-sotto-29-dollari-220304_PRV.shtml?uuid=ACsb64AC) (Consultato il 17/1/2016)

Ead., *Petrolio, in North Dakota primo caso di prezzo negativo* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-18/petrolio-north-dakota-primo-caso-prezzo-negativo--220727\\_PRV.shtml?uuid=ACXi9gCC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-18/petrolio-north-dakota-primo-caso-prezzo-negativo--220727_PRV.shtml?uuid=ACXi9gCC) (Consultato il 18/1/2016)

Ead., *L'Iran ci farà «affogare» nel petrolio. E il barile scenderà ancora* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-19/allarme-dell-aie-l-iran-ci-fara-affogare-petrolio-e-barile-scendera-ancora-204645\\_PRV.shtml?uuid=ACP8tGDC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-19/allarme-dell-aie-l-iran-ci-fara-affogare-petrolio-e-barile-scendera-ancora-204645_PRV.shtml?uuid=ACP8tGDC) (Consultato il 20/1/2016)

Di Christopher T., *US crude oil's break-even cost: How low can it go?* in <http://www.cnbc.com/2015/08/20/us-crude-oils-break-even-cost-how-low-can-it-go.html> (Consultato il 17/9/2015)

Grassia L., *Crollano 800 torri di “shale oil” e il prezzo del petrolio è in rimonta* in <http://www.lastampa.it/2015/04/13/economia/crollano-torri-di-shale-oil-e-il-prezzo-del-petrolio-in-rimonta-62YDdRWcZuAcos70pLvFzJ/pagina.html> (Consultato il 30/9/2015)

Hoyos C., *The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals* in <http://www.ft.com/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html#axzz3gTUKWFXe> (Consultato il 28/7/2015)

Pompii M., *La ricchezza avvelenata del petrolio* in <http://www.eastonline.eu/it/medio-oriente/la-ricchezza-avvelenata-del-petrolio> (Consultato il 11/11/2015)

<http://www.investing.com/commodities/crude-oil-contracts> (Consultato il 24/1/2016)

[http://www2.energyintel.com/PIW\\_Top\\_50\\_ranking\\_about](http://www2.energyintel.com/PIW_Top_50_ranking_about) (Consultato il 25/9/2015)



Dipartimento di Impresa &  
Management

Cattedra di Controllo di  
Gestione Avanzato

**DINAMICHE DI PERFORMANCE NEL SETTORE  
OIL; UNA VERIFICA EMPIRICA**

Relatore:

Prof. Fabrizio Di Lazzaro

Correlatore:

Prof. Fabio Fortuna

Candidato:

Marcelliano Minieri

Matricola 658761

**ANNO ACCADEMICO 2014-2015**

## Sommario

1.PRINCIPALI METODI CONTRATTUALI DEL SETTORE .....	175
1.1 I principali attori dell'industria .....	175
1.2 I principali modi per l'acquisto del diritto di ricerca.....	176
1.3 Le formule contrattuali usati nella fase <i>upstream</i> dell'industria .....	176
1.4 Il <i>project financing</i> .....	177
1.5 Le diverse interessenze che si possono formare nel settore .....	178
1.6 <i>The "curse of oil"</i> .....	180
2.ANALISI DEL MODELLO DI BUSINESS E DEI PRINCIPI CONTABILI SPECIFICI DELL'IMPRESA .....	181
2.1 Le diverse categorie di NOCs .....	181
2.2 Le imprese indipendenti in E&P .....	181
2.3 La struttura dei costi e degli investimenti .....	183
2.4 Panoramica contabile del settore .....	183
2.5 I principi contabili internazionali nel settore.....	185
3. I PRINCIPALI INDICATORI DI BILANCIO E DI <i>PERFORMANCE</i> DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA .....	186
3.1 L'analisi di bilancio.....	186
3.2 La scomposizione del ROE .....	187
3.3 Il ROCE e il ROACE .....	189
3.4 I principali KPI del settore .....	190
4. LA <i>COMMODITY</i> DEL GREGGIO E LA SUA RELAZIONE CON LE <i>PERFORMANCES</i> DELL'IMPRESA .....	191
4.1 Cosa dice la letteratura al riguardo.....	191
4.2 L'evidenza empirica.....	192
5. Conclusioni .....	195
Bibliografia .....	196
Sitografia.....	198

# RIASSUNTO TESI: DINAMICHE DI PERFORMANCE NEL SETTORE OIL; UNA VERIFICA EMPIRICA

## 1.PRINCIPALI METODI CONTRATTUALI DEL SETTORE

### 1.1 I principali attori dell'industria

L'industria petrolifera è nata nella seconda metà dell'800 negli USA, e fin dall'inizio, fu caratterizzata da un'altissima concentrazione di potere, dapprima con la Standard Oil of New Jersey di John Davison Rockefeller, poi con la presenza delle "sette sorelle" e infine con l'ascesa delle NOCs. Le NOCs (*National Oil Companies*) sono compagnie controllate dai governi che detengono la maggior parte delle riserve petrolifere mondiali, come dimostra la seguente tabella:

Compagnia	Quota Stato (%)	Produzione Petrolio (Mbbbl/d)	Riserve Petrolio (Mbbbl)
<u>Saudi Aramco</u>	100	9,988	260,2
<u>National Iranian Oil</u>	100	3,680	157,00
CNPC	100	3,05	24,003
<u>Kuwait Petroleum</u>	100	3,145	101,567
PDVSA	100	2,905	297,735
<u>Adnoc</u>	100	2,002	55,130
<u>Rosneft</u>	75.16	2,439	18,328
<b>Totale compagnie</b>		<b>28,149</b>	<b>1008,833</b>
<b>Totale Mondiale</b>		<b>87,342</b>	<b>1658,506</b>

Per riserva petrolifera si intende la quota delle risorse presenti in natura che risulta economicamente vantaggiosa sfruttare ai prezzi attuali del petrolio, essi sono un elemento di bilancio (*asset*) fondamentale per le imprese petrolifere. Oltre alle NOCs è possibile suddividere i principali attori dell'industria petrolifera in diverse categorie: *International Oil Company* (IOC): ovvero le *supermajors* di un tempo, compagnie private, in genere *public company*, che operano a livello internazionale e che hanno elevati livelli di produzione ma quantità di riserve non paragonabili alle NOCs.

*Integrated oil company*: compagnie molto integrate come le *international oil company* ma più piccole. In questa categoria comprendiamo società quali Eni, Marathon Oil ecc...

*Independent oil company*: compagnie di piccole dimensioni, rispetto alle precedenti, generalmente non integrate e focalizzate esclusivamente su processi *upstream* o *downstream*.

L'istituzione più importante del settore è l'OPEC, l'Organizzazione dei Paesi esportatori di petrolio. Il principale obiettivo dell'organizzazione è il coordinamento e l'unificazione delle politiche petrolifere dei Paesi Membri affinché vi sia stabilità ed equilibrio nel mercato petrolifero e nella relativa industria salvaguardando gli interessi collettivi e individuali dei Paesi membri.

## 1.2 I principali modi per l'acquisto del diritto di ricerca

Prima di poter iniziare un'estrazione, per le imprese è necessario acquisire il diritto di ricerca per identificare le aree che potrebbero contenere riserve petrolifere. Ci sono 3 modi per acquisire il diritto di ricerca nel sottosuolo in una determinata zona: a) tramite la partecipazione a una gara (*bid round*) indetta direttamente dallo Stato o, nel caso così sia disposto, dalla compagnia di Stato competente; b) per acquisizione di una partecipazione a seguito di un accordo con una compagnia che già detiene un titolo minerario; c) per trattativa diretta con lo Stato. Una volta scoperto il petrolio, un accordo separato e più dettagliato sarà negoziato tra lo sviluppatore e il titolare dei diritti (lo Stato o la compagnia petrolifera statale).

## 1.3 Le formule contrattuali usati nella fase *upstream* dell'industria

Nella fase *upstream* le formule contrattuali più usate sono: concessioni (o licenza), *joint ventures* (JV), contratti di produzione condivisa (*production sharing contracts*, PSC) e contratti di servizio (*service contract*, SC). Nel regime di concessione lo Stato, proprietario delle risorse del sottosuolo, attribuisce al privato il diritto esclusivo di ricercare, accertare, sviluppare e produrre idrocarburi, per lungo periodo in una determinata zona (quindi è un contratto che non viene adoperato qualora sia presente una società petrolifera di Stato). I termini finanziari della concessione possono derivare da un accordo tra lo Stato e una determinata compagnia petrolifera oppure dall'esito di una gara pubblica alla quale concorreranno le imprese del settore. Le aziende competono attraverso le offerte costituite dal prezzo, dal canone e dall'eventuale bonus di firma. Il canone è pertanto dovuto a prescindere dalla possibilità di sfruttamento degli idrocarburi del sottosuolo. Il bonus è un importo forfettario che può essere richiesto alla compagnia petrolifera dal governo dello Stato concedente come contropartita ai diritti di esplorazione concessi o a titolo di compenso preventivo per il futuro successo imprenditoriale. Si distinguono: bonus di firma



(*signature bonus*), pagato alla firma dell'accordo; bonus di produzione (*production bonus*) pagato quando inizia la produzione e, a volte, al raggiungimento di certi livelli di produzione; bonus di scoperta (*discovery bonus*), pagato quando una scoperta viene dichiarata commerciale. Il beneficio per le imprese arriva direttamente sotto forma di proprietà di petrolio e del gas scoperto mentre i governi, garantendo la concessione, beneficiano di un ritorno sotto forma di canoni di concessione, di imposte sul reddito e *royalties*. Le *royalties* sono un'aliquota della produzione o del suo controvalore in denaro che le società petrolifere devono corrispondere allo stato. Possono basarsi sull'ammontare dei ricavi lordi ottenuti dall'attività o sull'ammontare della produzione ottenuta e l'aliquota può essere fissa o variabile (*sliding scale*).

Le *joint ventures* sono degli accordi presi tra diverse parti per il raggiungimento di un particolare scopo, delle partnership che intercorrono tra due o più soggetti attraverso la creazione di società o organizzazioni.

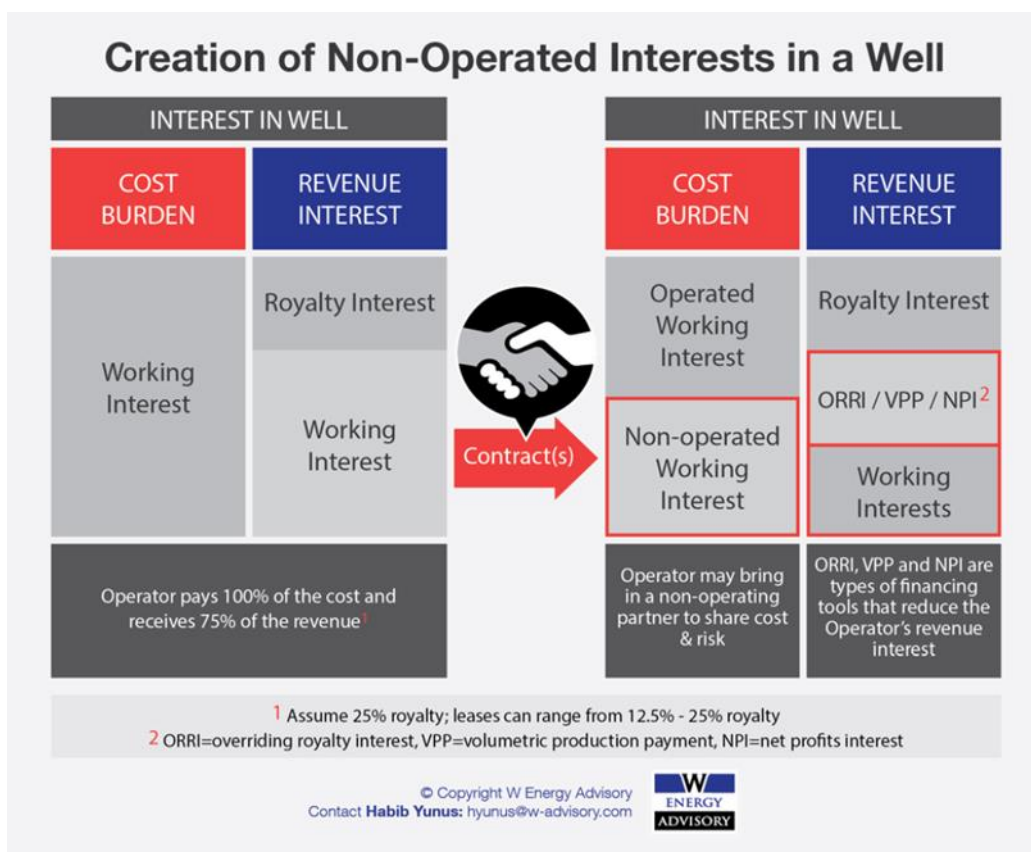
Nei PSC la titolarità delle risorse minerarie restano in capo alla società di Stato competente per il settore petrolifero mentre la remunerazione per la società petrolifera avviene nelle percentuali concordate. I rischi finanziari, esplorativi e di sviluppo, in questo tipo di accordo, vertono tutti sulle spalle della società estera che dovrà condurre le attività operative. Se verrà scoperto un giacimento petrolifero, allora la società estera otterrà un rimborso per i *cost oil* sostenuti più una percentuale di *profit oil* a garanzia della redditività dell'investimento e della remunerazione per il rischio sostenuto. I *cost oil* non sono altro che i costi di esplorazione e di sviluppo sostenuti per la conduzione delle operazioni che verranno ripagati in termini di greggio ottenuto dalla produzione. Il *profit oil*, invece, è dato dalla differenza tra le entrate ottenute dall'attività estrattiva e i *cost oil*, ed è anche esso rappresentato in termini di greggio ottenuto dalla produzione. Attraverso i *Service Contract* (SC), invece, il Paese ospitante continuerà a detenere la titolarità esclusiva dei diritti minerari nell'area oggetto di contratto e affiderà alcune prestazioni connesse all'attività esplorativa (esplorazione, sviluppo e produzione) alle imprese estere dietro versamento di un corrispettivo predeterminato (*flat fee*) o commisurato alla scoperta o alla produzione.

#### 1.4 Il *project financing*

Una delle tecniche di finanziamento usate nelle fasi *upstream* del settore è la finanza di progetto. La finanza di progetto è una tecnica utilizzata per le operazioni di finanziamento di una specifica unità economica, appositamente creata per la realizzazione di un determinato progetto. Il finanziatore fa affidamento sui flussi di reddito generati dall'unità stessa quale sorgente dei fondi per il rimborso del prestito e sul patrimonio dell'unità quale garanzia collaterale. Le differenze rispetto ad un finanziamento di tipo *corporate* sono evidenti e possono essere riassunte in cinque

punti:1) nel PF le garanzie del finanziamento vertono esclusivamente sugli *asset* del progetto; 2) con il *project finance* gli effetti sull'elasticità finanziaria sono molto ridotti; 3) il trattamento contabile è *off balance*;4) le principali variabili alla base dell'affidamento del finanziamento saranno i flussi di cassa generati dal progetto e la struttura finanziaria. Quindi si terrà conto principalmente dei *ratios* tipici di queste operazioni (*debt service cover ratio, loan life cover ratio, project life cover ratio*). 5) Infine i rischi ricadranno tra i diversi soggetti coinvolti nell'operazione. Il *project finance* separa il progetto e il suo finanziamento dal resto delle attività degli *sponsor* ed è una tecnica di finanziamento che può essere conveniente per grandi progetti che hanno un ritorno nel lungo periodo. Il *project financing* si caratterizza per l'elevata leva finanziaria usata, con un debito che, normalmente, costituisce più del 60% del finanziamento totale. Nel PF è fondamentale chiarire *ab origine* i rapporti, gli interessi e i rischi che ciascuna parte dovrà sostenere nel corso del progetto. Sicuramente il rischio più costoso da sostenere è quello di costruzione del progetto. La SPV (*Special purpose vehicle*) per non sostenere il rischio di costruzione dovrà stipulare contratti EPC (*Engineering Procurement Construction*) o EPCM (*Engineering Procurement Construction Management*), attraverso i quali potranno entrare altre società operanti nel settore.

### 1.5 Le diverse interessenze che si possono formare nel settore



Come raffigura questo prospetto, in una società operante nel settore *oil and gas* è possibile che, attraverso determinati contratti, si riescano ad inserire *partner* che condividano una parte dei costi e dei rischi in operazioni che riguardino determinati pozzi petroliferi o anche solo uno. Innanzitutto iniziamo a definire i vari *interest* che possono essere creati in ogni singola operazione. Il *royalty interest* è la quota detenuta dal proprietario del diritto minerario che riceverà come pagamento una *royalty* dalle controparti che estrarranno il greggio. Tipicamente il detentore del *royalty interest* riceve una specifica porzione dei minerali prodotti o dei ricavi lordi ottenuti dalla vendita della produzione (senza l'imputazione di qualsiasi costo di esplorazione, sviluppo, o operativo). Il VPP (*Volumetric production payment*) consiste nella vendita da parte del detentore del *working interest* di un volume specifico di petrolio e gas che verranno estratti in una determinata proprietà. Dal lato dell'acquirente quest'operazione non è altro che un investimento strutturato la cui remunerazione avviene mensilmente e spesso in natura. Quindi l'investitore del VPP dovrà poi commercializzare, a sue spese, la determinata percentuale della produzione mensile raggiunta presso la struttura indicata. Peculiarità del VPP è che il venditore di questo strumento ibrido mette a garanzia dell'accordo una x quantità di riserve di petrolio e gas naturale che sono già detenute in modo da migliorare il merito creditizio della transazione (in questo modo si abbassa il rischio di insolvenza). Nelle analisi contabili e finanziarie i VPP sono trattati come prestiti con garanzia. In generale il VPP ha effetti sfavorevoli per i creditori esistenti della società venditrice di questo interest poiché tutti i debiti, anche senior secured, dopo la sottoscrizione di quest'operazione saranno di fatto subordinati ai diritti di proprietà del petrolio posti a garanzia dell'accordo. Quindi in caso di fallimento della società venditrice del VPP, il compratore del VPP avrà la garanzia di essere soddisfatto prima degli altri. Ma, aldilà del possibile fallimento, il maggior impatto negativo per i creditori esistenti si avrà quando i proventi del VPP verranno utilizzati per il riacquisto delle azioni proprie. Anche nei casi in cui i proventi vengano utilizzati per ripagare il debito, il debito residuo della società venditrice del VPP sarà di fatto subordinato al pagamento di ciò che è stato stabilito dal VPP. Il VPP può ridurre il livello assoluto di capacità di indebitamento della società venditrice poiché una quota delle riserve saranno a garanzia dell'accordo e parte della produzione sarà destinata al compratore del VPP. Questa ridotta capacità di indebitamento limita la flessibilità finanziaria del venditore del VPP. Anche se con questo tipo di accordo il venditore VPP ha la possibilità di eliminare, almeno in parte, il rischio di prezzo di una parte delle materie prime prodotte, egli continuerà ad essere esposto a tutti i rischi di produzione, comprensivi delle imposte sulla produzione che varieranno con i prezzi delle materie prime, nonché all'inflazione futura dei costi di produzione.

La quantità di VPP sottostante all'accordo può essere stabilita in termini fisici oppure in termini monetari. Nel primo caso, quindi, l'acquirente VPP pagherà anticipatamente la futura produzione ai cambi correnti e riceverà entro determinate scadenze le quantità stabilite dall'accordo. Nel

secondo caso si può decidere di valutare le quantità ai prezzi correnti in modo che il rischio di prezzo sia sostenuto dalla controparte. Tuttavia, in questo caso, il venditore VPP non sarà immune alla fluttuazione dei prezzi perché il calo dei prezzi del petrolio richiederà la consegna di maggiori volumi, mentre l'aumento dei prezzi consentirà al venditore di consegnare un minor numero di volumi con un'incidenza (positiva per il venditore del VPP) sui costi di trasporto dei volumi che dovranno essere inviati.

Il *net profit interest* (NPI) è una quota della produzione lorda, misurata attraverso i profitti netti ottenuti dalla società di E&P in relazione all'attività operativa svolta in un *oil&gas agreement*. È un *interest* non operativo che viene calcolato sottraendo a tutti i ricavi ottenuti dalla gestione di un pozzo, o di determinati pozzi, i relativi costi associati alla produzione. Se il saldo sarà positivo, moltiplicandolo per la quota di NPI detenuta dalla controparte, si otterrà la quota di utile netto che spetterà al proprietario del NPI.

I principali rischi che possono minare la convenienza di questi tipi di accordi sono: a) *price volatility*; b) aumento dei costi; c) instabilità fiscale; d) mancato raggiungimento della produzione programmata; e) corruzione; f) cause di forza maggiore.

### 1.6 The “curse of oil”

Il sottosviluppo sofferto da alcune nazioni ricche di greggio ha dato origine alla teoria della ‘maledizione’ del petrolio. La stragrande maggioranza dei Paesi che detengono un vantaggio “minerario” hanno delle economie “fragili”, poco solide e che sono facilmente soggette a involuzioni economiche, sociali e ambientali. Le cause di questa “maledizione” sono essenzialmente quattro:

- La concentrazione di risorse sia umane che economiche nello sfruttamento del sottosuolo;
- La presenza di giacimenti è una manna dal cielo. Essi rappresentano una rendita, ed è proprio per l'assegnazione della rendita che si generano conflitti ed ingiustizie ed in questo contesto è difficile che la meritocrazia riesca a sostituirsi alla corruzione e alle ingiustizie.
- Le esportazioni di materie prime tendono ad apprezzare la valuta locale penalizzando le esportazioni dei prodotti delle altre industrie;
- L'abbondanza di petrolio non permette di raggiungere il mix energetico ideale e meno costoso.

## 2.ANALISI DEL MODELLO DI BUSINESS E DEI PRINCIPI CONTABILI SPECIFICI DELL'IMPRESA

### 2.1 Le diverse categorie di NOCs

La maggior parte delle NOCs controlla e gestisce il petrolio e il gas del paese di provenienza, ciò nonostante esistono anche NOCs di paesi poveri di queste risorse (come l'India e la Cina). Questi tipi di NOCs esistono per gestire le esigenze di sicurezza energetica dei loro paesi. Al di là di queste ultime realtà è possibile dividere le NOCs in tre diverse categorie; alla prima rientrano quelle NOCs molto piccole, dotate di scarso capitale e scarse competenze in esplorazione, sviluppo e produzione. Il loro scopo è quello di raccogliere canoni e *royalties*.

La seconda categoria di NOCs sono più "operative", queste NOCs effettuano *partnership* con le imprese estere e svolgono anche attività nel *midstream* e *downstream*.

Alla terza categoria rientrano quelle NOCs che svolgono attività non solo nel proprio paese d'origine. Questa categoria di società è notevolmente più sviluppata delle altre, sono dotate di maggiori capitali e competono geograficamente in diversi mercati.

### 2.2 Le imprese indipendenti in E&P

Oltre alle più grandi realtà molto integrate (IOCs) e imprese di appartenenza del pubblico (NOCs), nel settore *oil&gas* vi sono anche realtà più piccole di imprese indipendenti che si specializzano in specifiche fasi della catena del valore. Si tratta di quelle imprese che competono esclusivamente nella fase di E&P (*upstream*) o nella fase di raffinazione (*downstream*).

Attraverso l'integrazione e la diversificazione le IOCs riescono a ridurre il rischio perché in questo modo riescono a controllare la filiera del settore. Alcuni analisti sostengono che le imprese indipendenti di E&P siano svantaggiate perché per finanziare la propria crescita hanno bisogno di continui flussi di cassa. Alcuni analisti sostengono che le imprese indipendenti di E&P siano svantaggiate perché esse per finanziare la propria crescita hanno bisogno di continui flussi di cassa. Quando la domanda e il prezzo dei prodotti petroliferi sono al massimo queste imprese ottengono maggiori profitti, purtroppo però anche alcuni costi dei fattori aumentano: ad esempio le *royalties*, le spese per gli impianti di perforazione e il maggior personale necessario per le operazioni. A differenza delle imprese di E&P indipendenti le IOCs, avendo una serie di attività diversificate, possono aspettare i cicli più favorevoli. Le imprese indipendenti, invece, non

possono avere un approccio così conservatore perché, il più delle volte, i flussi di cassa provengono da progetti concentrati nella fase *upstream* o *downstream* e dovranno continuare ad operare anche se si troveranno in una fase di ciclo avversa.

Quindi possiamo notare che:

1. Le IOCs hanno più di un secolo di esperienza nei cicli di petrolio e hanno un portafoglio di attività molto diversificato.
2. Ci sono molte imprese di E&P indipendenti di successo e ben gestite che, sebbene storicamente non adoperino da così tanto tempo come le IOCs, fanno una forte concorrenza alle IOCs stesse.
3. Il settore petrolifero è caratterizzato da cicli e, a prescindere dal suo andamento, le società ben riescono sempre ad avere un andamento positivo.
4. Le imprese indipendenti fanno spesso operazioni più rischiose rispetto alle IOCs.

Il vantaggio principale che le IOCs hanno sulle raffinerie *stand-alone* (o indipendenti) è che l'integrazione tra raffinazione e attività a monte permette alle IOCs di ridurre al minimo gli effetti ciclici nel breve termine in ogni ramo del *business*. Tuttavia per un raffinatore indipendente l'assenza di vincoli a monte o di marketing crea flessibilità e il potenziale per una risposta rapida ai cambiamenti del mercato. Inoltre, un altro vantaggio per le imprese indipendenti, è che non dovranno spendere risorse per l'ottimizzazione dell'intera catena del valore.

La redditività della raffinazione consta diversi fattori:

- 1) la raffinazione è un processo ad alta intensità di capitale, il che significa che la disponibilità e l'allocazione del capitale può avere un importante impatto sulla redditività del settore;
- 2) il petrolio è il principale costo variabile nella raffinazione e questo costo è fissato dal mercato mondiale;
- 3) il lavoro, l'energia e altri costi operativi sono una piccola percentuale dei costi totali, ma ricevono molta attenzione perché sono i pochi controllabili dai raffinatori;
- 4) i costi di "regolamentazione", come quelli ambientali, svolgono un ruolo importante nei costi complessivi di raffinazione.

Quindi i margini di raffinazione sono volatili e imprevedibili.

### 2.3 La struttura dei costi e degli investimenti

La struttura dei costi dell'industria petrolifera è caratterizzata dalla presenza di costi tecnici molto elevati sostenuti ancora prima di iniziare la produzione, generando un elevato rapporto tra costi fissi e costi variabili. Nella generalità dei casi, quindi, il costo marginale di estrazione è molto inferiore al costo medio e la curva dei costi di produzione all'aumentare dell'output è fortemente decrescente per un lungo tratto. I costi tecnici, oltre ad essere molto consistenti, porteranno all'estrazione solo dopo un intervallo di vari anni, estrazione che, tra l'altro, rimarrà un'attività con alto rischio di insuccesso. Con un ciclo di investimenti così lungo, molte volte nel bilancio delle imprese petrolifere vi è la presenza di un consistente ammontare di *asset* che necessitano di molto tempo prima di essere in uso. Inoltre va osservata la mancanza di una correlazione tra i costi sostenuti in questa fase e il valore creato.

### 2.4 Panoramica contabile del settore

I metodi contabili generali per la trattazione dei costi relativi al processo di estrazione sono due. Il primo è il *successful effort method*: questo metodo offre la possibilità di capitalizzare i costi associati alle attività esplorative concluse con successo.

I costi di ricerca sostenuti che non hanno portato ad alcun riscontro positivo dovranno essere spesi tutti a conto economico, al fine di garantire valutazioni prudenti. In questo modo le dimensioni dello stato patrimoniale saranno più contenute ma soprattutto verrà limitato l'ammontare degli attivi intangibili. L'utilizzo di questa metodologia contabile, però, prevede che tutti i costi di acquisizione ed esplorazione devono essere inizialmente imputati ad un centro di costo denominato *unproved property account* e successivamente, se l'attività svolta non condurrà ad alcuna scoperta di riserve, sarà necessario spostare tutti i costi relativi all'operazione a conto economico.

Il secondo metodo, ovvero *full cost method*, permette la capitalizzazione di tutte le spese di ricerca, indipendentemente dal fatto che tali costi portino o meno ad una specifica scoperta di riserve. Questa scelta è dovuta al fatto che l'attività di ricerca è considerata un'attività core nell'industria estrattiva e che la capitalizzazione delle relative spese è necessaria in quanto segue il principio di corrispondenza tra ricavi e costi (delineato, tra l'altro, anche nel paragrafo 19 dello IAS 18). I costi di produzione invece, come nel *successful effort method*, saranno imputati a conto economico.

Il metodo *full cost* conduce ad una sopravvalutazione degli utili ed aumenta le dimensioni dell'attivo patrimoniale ma, per le società indipendenti focalizzate nella fase *upstream* del settore, secondo alcuni, questo metodo è quello che più si adatta alle società indipendenti focalizzate nella fase *upstream* del settore.

Ma quindi, se attraverso il metodo *full cost* generalmente le imprese riescono ad avere nei conti bilancistici dei risultati migliori, perché le imprese più grandi e integrate non usano questo metodo? Sostanzialmente ciò è dovuto al fatto che il metodo *successful effort* è quello più apprezzato dallo IASB e perché si sosterranno minori *impairment test*. Inoltre, a supporto del *successful efforts*, si citano usualmente tre argomenti:

- la teoria contabile tradizionale richiede che nella redazione della situazione patrimoniale si includano esclusivamente attività che abbiano un valore, ancorché recuperabile solo in futuro lontano, e il metodo risponde a questa esigenza;
- il metodo è coerente con il principio della prudenza cui è usualmente “ispirata” l'intera redazione del bilancio;
- il tasso di successo dell'attività di E&E (*exploration and evaluation*) si posiziona su livelli modesti, mediamente solo il 20% delle perforazioni porta alla scoperta di riserve e, pertanto, accettare la capitalizzazione di costi per il restante 80% appare poco corretto. Negli US GAAP, il principio contabile di riferimento per il metodo di contabilizzazione a *successful effort* è lo Standard FAS N.19.

Invece, per il *full cost method*, il SX Rule 4-10 (c2) enuncia che tutti i costi relativi alle attività di acquisizione, esplorazione e sviluppo devono essere capitalizzati nel centro di costo adeguato. I costi sono contabilizzati nel modo seguente:

1. Le spese relative all'acquisizione dei diritti sono capitalizzate;
2. Le spese relative alle attività di esplorazione sono capitalizzate e seguiranno l'ammortamento sulla base della produzione realizzata del campo. I centri di costo sono stabiliti su una base paese per paese (SX Rule 4-10) e saranno spesi solo quando le operazioni che riguardano tutto il paese si saranno dimostrate infruttuose.
3. Le spese relative all'attività di sviluppo vengono capitalizzate.
4. Le spese relative alla produzione sono imputate sulla base del SX Rule 4-10 c5: "Tutti i costi relativi alle attività di produzione, compresi i costi di *workover* sostenuti



esclusivamente per mantenere o aumentare livelli di produzione da un intervallo di completamento esistente, saranno caricati quando effettivamente sostenuti ".

## 2.5 I principi contabili internazionali nel settore

Tra i principi contabili emessi dallo IASB, l'IFRS 6 è quello destinato esclusivamente a disciplinare le attività di esplorazione e di valutazione delle risorse minerarie. Le entità tuttavia, sono libere di applicare i metodi di calcolo e di valutazione utilizzati precedentemente la diffusione di questo principio a condizione però che siano più affidabili e pertinenti. In particolare il trattamento contabile deve rappresentare fedelmente la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico e i flussi finanziari dell'entità nonché riflettere la sostanza economica delle operazioni seguendo il principio di prudenza (IAS 8 paragrafo 10). L'IFRS 6 permette alle entità operanti nel settore estrattivo di avere alcune esenzioni sul rispetto dei principi indicati dallo IASB poiché alcune prassi contabili consolidate nel settore potrebbero essere in contrasto con il Framework emesso dallo stesso IASB. Senza questa possibilità ci sarebbero state discordanze rilevanti con il metodo *full cost* per quanto riguarda il concetto di attività e di competenza.

Nell'IFRS 6, le spese derivanti da esplorazione e di valutazione sono descritti come: "I costi sostenuti da un'entità 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". Le attività di esplorazione e di valutazione sono capitalizzate sulla base del costo effettivamente sostenuto (IFRS 6, comma 8). Nel paragrafo 11 è previsto che vengano rilevati anche i costi di bonifica e di ripristino che l'impresa dovrà sostenere alla fine dell'attività estrattiva e qui si fa riferimento allo IAS 37. L'IFRS 6 nel paragrafo 15 stabilisce che gli enti devono classificare le attività derivanti dalle operazioni di esplorazione e di valutazione in base alla loro tangibilità. Di conseguenza sono definiti intangibili: i diritti di perforazione, le spese per la ricerca geografica e geofisica e le altre spese di acquisizione.

Invece le spese di pre-esplorazione sono generalmente di natura speculativa (Gallun et al, 2001) e non possono essere collegate a riserve specifiche. Queste spese dovranno essere rilevate a conto economico. I costi relativi all'acquisizione di diritti per l'esplorazione saranno disciplinati dallo IAS 38 perché presentano tutte le caratteristiche di un'attività immateriale.

Per quanto riguarda la riduzione di valore, le attività sono iscritte sulla base dei costi inizialmente sostenuti e subiranno dei test per il 'deterioramento' subito se le circostanze indicheranno che il valore contabile può essere più grande dello (stimato) valore recuperabile (IAS 36, paragrafo 1).

L'IFRS 6 contiene una deroga sui requisiti per gli *impairment test* promulgati dallo IAS 36 nei paragrafi 8-17.

In sostituzione l'IFRS 6 nel paragrafo 20 delinea, su un piano più generale, alcune circostanze in cui il deterioramento può essere probabile, quali ad esempio:

- Scadenza del diritto d'esplorazione nell'area specifica durante l'esercizio in corso o nel prossimo futuro e non è previsto un rinnovo;
- Non è preventivato né pianificato il sostenimento di costi per ulteriori esplorazioni e valutazioni di risorse nell'area specifica;
- L'attività di esplorazione e valutazione non ha portato ad alcuna scoperta realizzabile commercialmente;
- Esistono dati sufficienti per indicare che, seppur individuato un giacimento economicamente sfruttabile, non si riuscirà ad ottenere un ritorno pari ai costi sostenuti.

PwC (2008) riferisce che il metodo *successful effort* è il più utilizzato nel settore. È il metodo contabile più diffuso dalle compagnie petrolifere e del gas integrate, ma, diversamente da quello che si potrebbe pensare, trova discreta frequenza anche in piccole entità attive nell'*upstream*.

## 3. I PRINCIPALI INDICATORI DI BILANCIO E DI PERFORMANCE DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA

### 3.1 L'analisi di bilancio

Il bilancio è il mezzo attraverso il quale gli *stakeholders* sono in grado di prendere decisioni in campo economico ed è attraverso un'attenta analisi di quest'ultimo che si è in grado di capire lo "stato di salute" dell'impresa. Il successo dell'impresa, però, non va misurato solamente attraverso indicatori economico-finanziari, che si basano su dati ricavati dalla contabilità generale ed analitica, ma anche attraverso indicatori che misurino i risultati competitivi nonché sociali e strategici.

I risultati economico-finanziari sono studiati attraverso analisi di composizione, di solidità e redditività dell'impresa. In particolare per l'industria petrolifera svolgere analisi di solidità e composizione non è molto frequente poiché poco significativi. Ciò dovuto alla grande dinamicità del settore, nonché all'aleatorietà delle operazioni. Questi tipi di analisi sono notevolmente "inquinati" qualora venga utilizzato il metodo di contabilizzazione *full cost*, poiché alcune parti dell'attivo potrebbero non "esistere" e quindi non creare quei benefici futuri economici attesi per l'impresa (come stabilito dai principi contabili internazionali).

Questo minerebbe la finalità dell'analisi di solidità, composizione, poiché col metodo *full cost* vengono capitalizzate anche le spese che non comporteranno alcuna scoperta di greggio. Gli effetti in un'analisi del genere sarebbero quelli di sopravvalutare le capacità di solidità dell'impresa.

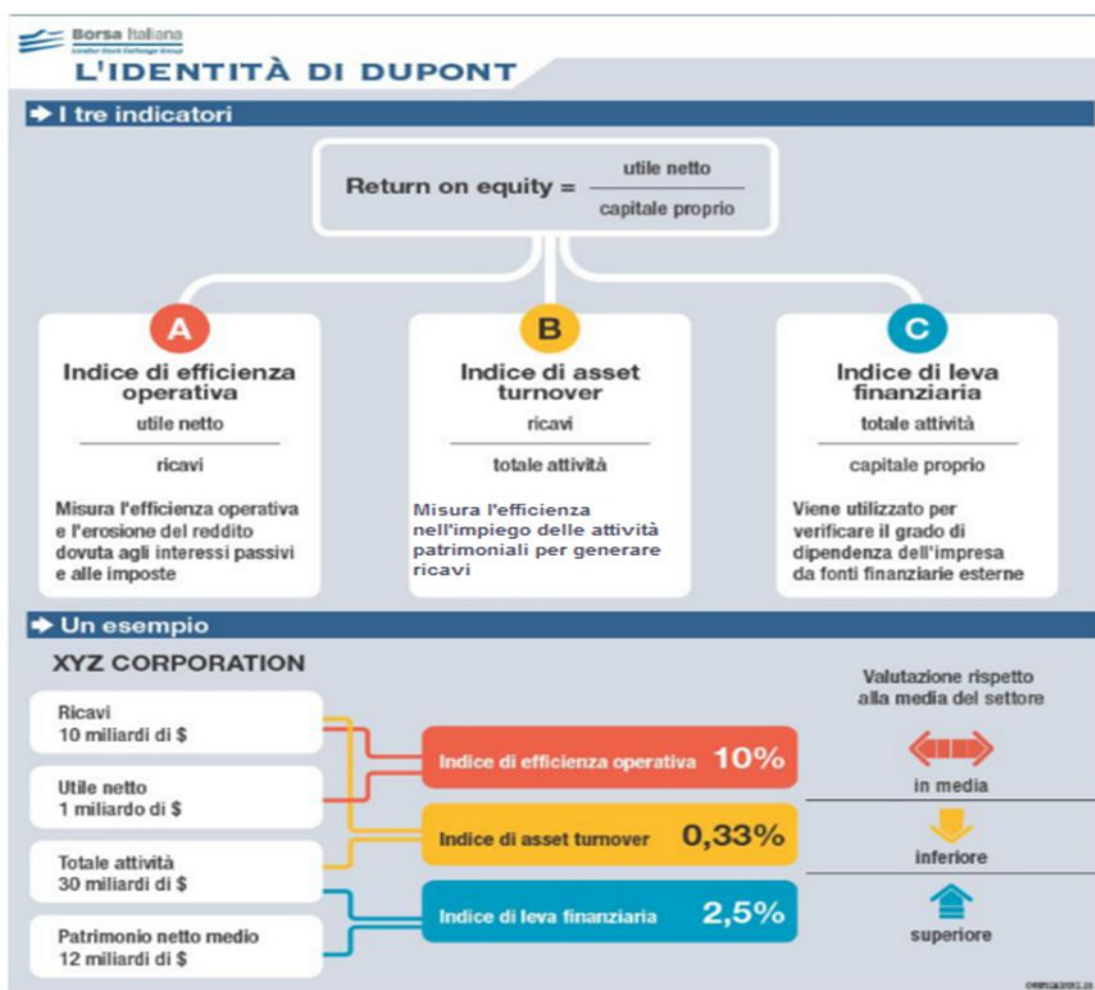
Nell'analisi di redditività, uno degli indici più importanti è il ROE (*return on equity*)

$$\text{ROE} = \text{REDDITO NETTO} / \text{MEZZI PROPRI}$$

Il ROE può essere interpretato come il tasso di redditività del capitale proprio ed indica il livello di remunerazione del rischio assunto da parte dei soci o dall'imprenditore per la gestione.

### 3.2 La scomposizione del ROE

Qui di seguito viene mostrata la scomposizione del ROE seguendo lo schema DuPont:



- Utile Netto/Ricavi → Indice di Efficienza Operativa (*Profit Margin*)

Il *profit margin* misura l'efficienza operativa e l'erosione del reddito generata dalle spese operative, dagli oneri finanziari e dalle imposte.

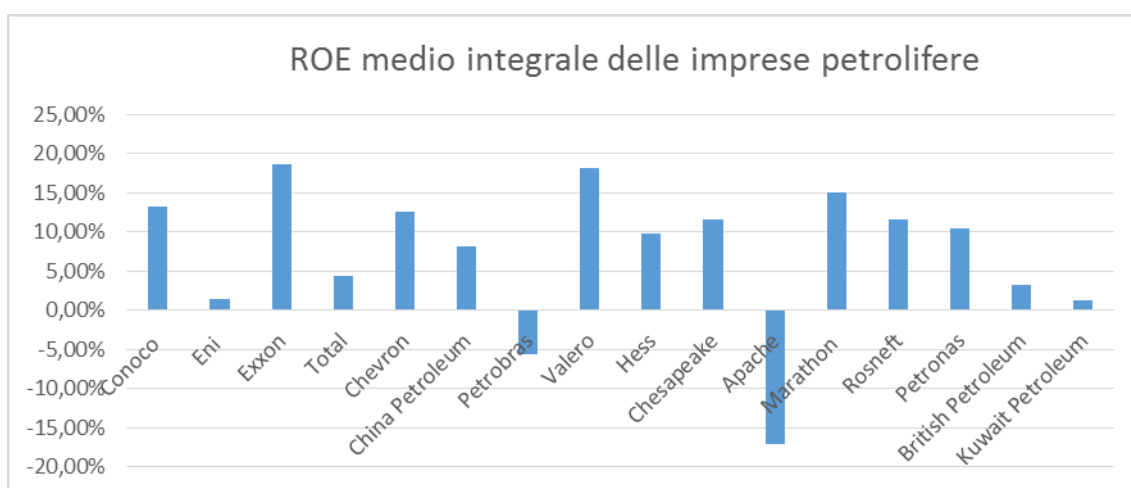
- Ricavi/Totale Attività → Indice di *Asset Turnover*

L'indice di rotazione delle attività misura l'efficienza nell'impiego delle attività patrimoniali per generare ricavi.

- Totale Attività/Capitale Proprio → Indice di leva finanziaria

Viene utilizzato per verificare il grado di dipendenza dell'impresa da fonti finanziarie esterne. Quanto più alto sarà il valore tanto meno equilibrata sarà giudicata la struttura finanziaria.

Si riporta di seguito il ROE medio integrale prodotto da alcune imprese del settore nel 2014:



È possibile anche riscrivere l'equazione del ROE in funzione del ROI, mettendo in evidenza il meccanismo della leva finanziaria:

Introducendo il coefficiente di defiscalizzazione il ROE sarà così:

$$\text{ROE} = \text{ROI} + (\text{ROI} - \text{tf}) * \text{Q} * (1 - \alpha)$$

tf= tasso di finanziamento

Q= quoziente di indebitamento

$\alpha$  = coefficiente di defiscalizzazione

Attraverso questa equazione riusciamo a capire che il ROE tende ad aumentare all'aumentare del ROI e, soprattutto, che sarà superiore al ROI nel caso di leva finanziaria favorevole. Nel caso in cui la redditività del capitale investito sia maggiore del costo del capitale di terzi, allora l'impresa troverà conveniente indebitarsi e il ROE crescerà all'aumentare dell'indebitamento. Nel caso contrario allora il ROE scenderà al di sotto del ROI con l'aumentare dell'indebitamento. Le imprese petrolifere tendono ad avere livelli molto alti del quoziente di indebitamento (in media il livello di totale attività/mezzi propri nel settore è pari a due) sfruttando l'effetto di *leverage* positivo per ottenere livelli più alti di redditività. Arma che però si può rivelare a doppio taglio quando il prezzo della *commodity* cade vertiginosamente.

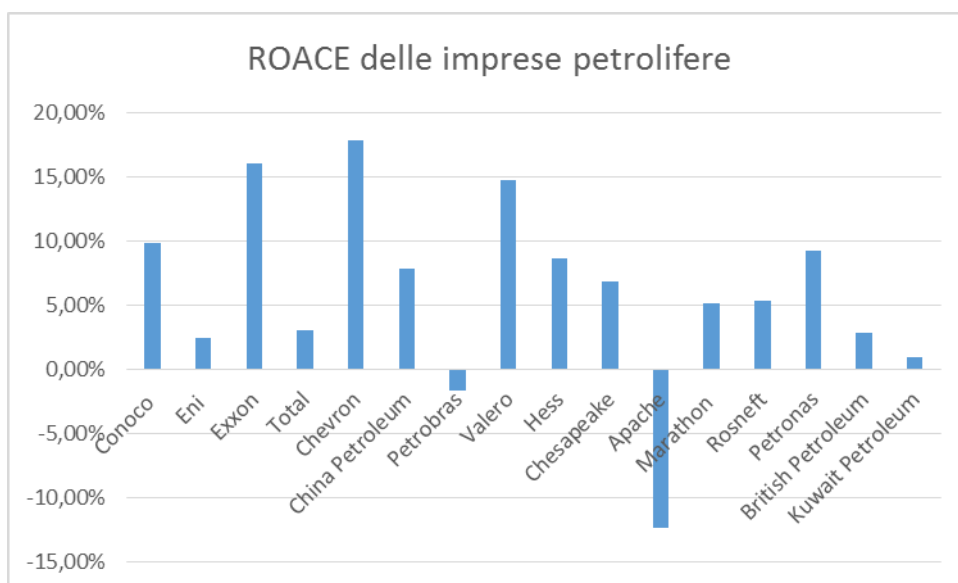
### 3.3 Il ROCE e il ROACE

Uno degli indici più usati nell'industria è il ROCE (*Return on Capital Employed*). Esso misura il ritorno di un'azienda sul suo capitale netto e quindi misura il grado di efficienza con cui il management di una società utilizza il capitale messo a disposizione dagli azionisti per generare reddito. Si calcola dividendo il NOPAT (*Net Operating Profit After Taxes*) per la differenza tra le attività e le passività di funzionamento. L'utilizzo del NOPAT comporta, a differenza di quanto avviene nel ROE, che vengono ignorati i livelli di indebitamento (oneri finanziari) e il relativo effetto fiscale. Il più alto ROCE indica che la società è più abile delle altre nella crescita dei guadagni. Il ROCE è spesso usato per confrontare l'efficienza di utilizzo del capitale di imprese concorrenti nello stesso settore.

Il ROACE (*Return on Average Capital Employed*) è molto più usato del ROCE in quanto avrà al denominatore la media del capitale netto di fine periodo e quello di inizio. Infatti il ROACE rappresenta uno degli indicatori di riferimento per la comparabilità delle imprese specialmente nel settore petrolifero.

Data l'importanza dell'indice le società attive nel settore *oil* si trovano ad effettuare scelte che hanno effetti totalmente opposti tra loro, ovvero quella di effettuare nuovi investimenti o di concentrarsi sullo sfruttamento delle riserve a disposizione dell'impresa. Effettuare nuovi investimenti significherà aver adottato una visione di maggiore lungimiranza che penalizzerà il ROACE nel breve periodo, ma che nel medio-lungo periodo determinerà una maggiore crescita dell'impresa. Quindi questo indicatore non è neutrale rispetto ai cicli di vita di un progetto; infatti sarà più basso nei primi anni in cui verranno effettuati nuovi investimenti e aumenterà nel corso del ciclo di vita del progetto. La cosa è particolarmente accentuata quando viene usato un metodo di contabilizzazione di tipo *successful effort* poiché quando i pozzi di greggio si rileveranno "vuoti" i relativi costi andranno tutti spesati a conto economico.

Quindi in caso di ritrovamento di pozzi senza riserve, mentre con il metodo di contabilizzazione *successful effort* si può avere più facilmente l'indicatore negativo (se il NOPAT sarà inferiore a 0), con il metodo *full cost* si verificherà sicuramente un abbassamento dell'indicatore, ma le probabilità che si verifichi un ROACE negativo sono notevolmente inferiori. Inoltre questo metodo di contabilizzazione può essere particolarmente penalizzante nel medio-lungo periodo poichè il denominatore tenderebbe ad aumentare nel tempo. Qui di seguito confronto in termini di ROACE tra le diverse imprese operanti nel settore nel 2014:



### 3.4 I principali KPI del settore

Tra i KPI specifici del settore petrolifero troviamo: *lifting cost*, *commercial success ratio*, *reserves replacement ratio*, *life index* e tasso di *oil spill* operativi.

L'indicatore di *lifting cost* misura i costi di produzione che sono sostenuti per ogni barile di petrolio equivalente (boe) estratto da un'impresa petrolifera. L'indicatore è calcolato come:  $(OPEX + Royalties) / \text{produzione equity}$ .

L'indicatore di *performance commercial success ratio* è calcolato come rapporto tra il numero di pozzi di successo ottenuti in un anno e il numero di pozzi esplorati nello stesso periodo. È un indicatore grezzo che studia l'efficacia esplorativa.

Il *Reserves Replacement Ratio* è con ogni probabilità uno dei KPI più importanti dell'industria. Esso si calcola con il rapporto tra le riserve addizionali iscritte a bilancio rispetto all'anno precedente e la produzione attuale. Questo indice esprime la capacità dell'impresa di sostituire (rimpiazzare) le fonti della sua produzione corrente con la scoperta di nuove riserve. Valori

inferiori al 100% possono compromettere la sostenibilità dei livelli produttivi negli anni futuri e quindi, se ripetuti nel tempo, la capacità dell'impresa ad operare in futuro. Per quanto riguarda questo indice, però, si raccomanda di prendere in esame non solo i dati di un singolo anno ma quelli del triennio.

Il KPI *life index* indica il numero di anni durante i quali la compagnia può sostenere gli attuali ritmi di produzione. Esso è calcolato come di seguito: riserve provate a fine anno/produzione *equity*.

Tasso di *oil spill* operativi: con tale termine s'intende la perdita accidentale di greggio (o di prodotti petroliferi), da un pozzo, da una condotta, da un serbatoio o da una petroliera dovuti ad un evento fortuito (manovra errata o incidente).

## 4. LA *COMMODITY* DEL GREGGIO E LA SUA RELAZIONE CON LE *PERFORMANCES* DELL'IMPRESA

### 4.1 Cosa dice la letteratura al riguardo

Nell'evidenza empirica è stato effettuato lo studio della correlazione tra l'andamento della *commodity* e le *performances* contabili d'impresa. Al riguardo non sono molti i lavori riscontrabili in letteratura poiché gli studi pubblicati si concentrano di più sulla relazione tra la *performance* azionaria e la *commodity*.

Uno dei lavori da tenere in considerazione è quello di Dayanandan e Donker (2011), i quali hanno investigato sulla relazione presente tra l'andamento della *commodity oil* e la struttura del capitale, la dimensione e la performance contabile delle imprese petrolifere nordamericane tra il 1997 e il 2008.

I risultati del paper mostrano che il prezzo del greggio ha un impatto positivo e significativo sulle *performances* contabili delle imprese petrolifere in Nord America.

Ricerca interessante è quella svolta da Olivier Tailé Manikom e Charles Guillermet nel 2014 che hanno provato a studiare la relazione tra il prezzo della *commodity* e le *performances* delle IOC europee tra il 2004 e il 2013 attraverso l'uso di un modello di regressione multipla. Nel modello di regressione gli indicatori di *performances* (ROA, ROE e *Profit Margin*) rappresentano le variabili dipendenti mentre il prezzo del greggio è la variabile indipendente. I risultati empirici del lavoro mostrano che il prezzo del greggio ha una relazione negativa con le *performances*

dell'impresa. I risultati sulla relazione tra il prezzo del petrolio greggio e la *performance* finanziaria delle IOCs sono, quindi, contrari ai risultati dello studio di Dayanandan & Donker (2011).

Un altro studio è quello di Indrani Hazarika che, nel suo *paper* “*Performance Analysis of Top Oil and Gas Companies Worldwide with reference to Oil Prices*” ha studiato l’impatto che il prezzo del petrolio ha su alcuni indicatori. Lo studio della relazione è stato effettuato con l’uso di un modello di regressione lineare nel quale il prezzo del petrolio è assunto come variabile indipendente e le *performances* delle imprese sono intese come variabile dipendente. Concentrandoci sui risultati riguardanti la relazione tra il prezzo del petrolio e la redditività d’impresa, l’evidenza empirica di questo lavoro ha mostrato come non ci sia un’associazione nettamente positiva tra la profittabilità dell’impresa e l’andamento della *commodity*, in particolare alcune imprese hanno mostrato un risultato lievemente negativo. In ogni caso le risultanze sono riassunte nella tabella qui sotto.

### **Correlation Coefficient between crude oil price**

<b>Name of Company</b>	<b>ROA</b>	<b>ROE</b>	<b>ROC</b>
British Petroleum	0.06	0.10	0.07
Chevron	0.4	0.3	0.2
Gazprom	0.01	-0.05	0.02
Royal Dutch Shell	0.01	-0.05	-0.05
Sinopec	-0.4	-0.4	-0.4
Exxon Mobil	0.17	0.2	0.16
Petro China	-0.4	-0.4	-0.4

### 4.2 L’evidenza empirica

Nell’evidenza empirica effettuata nella tesi sono state prese come campione otto società nordamericane attive nelle estrazioni dello *shale oil*. Le otto imprese soggette ad analisi sono: Clayton Williams Inc., Callon Petroleum, Oasis Petroleum, Stone Energy Corporation, Chesapeake Energy Corporation, Noble Energy, ExxonMobil ed Apache Corporation.

Per misurare le *performances* di impresa sono stati usati la *stock performance* e *ratios*, quali il ROE e il ROACE, e infine gli utili. La correlazione è stata studiata in un arco di tempo pari a 10



anni. E' stato scelto questo arco temporale perché se fossero stati presi in considerazione esclusivamente gli ultimi cinque anni, si sarebbero catturati solamente le *performances* ottenute dalle imprese una volta uscite dalla crisi finanziaria dei mutui subprime. Invece, con questa scelta si riesce ad osservare le *performances* delle imprese e l'andamento della *commodity* prima, durante e dopo le crisi. La *commodity* presa come riferimento è il *crude oil price* WTI (Nymex).

L'evidenza empirica di questo lavoro ha mostrato una molto debole correlazione tra gli utili e la *commodity* e tra la *commodity* e il ROE, mentre la correlazione tra ROACE e *commodity* è ben più forte.

I risultati sono i seguenti:

	Clayton Williams	Callon Petroleum	Oasis Petroleum	Stone energy corporation	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-stock price	0,613322425	0,620080167	0,932675074	0,721873334	0,814930321	0,407266023	0,392432411	0,880543747	0,66277
Correlazione commodity-utili	0,343572279	-0,330800535	0,000591996	-0,382893686	0,444719817	0,42270581	-0,158978289	0,444719817	0,10175
Correlazione commodity-ROE	0,321708686	-0,443354815	0,260254547	-0,341498667	0,754204699	0,394171392	-0,16062398	0,448416996	0,15003
Correlazione commodity ROACE	0,115385895	0,618727404	0,181336177	-0,170713151	0,728610759	0,380950097	0,870229771	0,498242824	0,41148
	1	1	0,7	1	1	1	1	1	1

Possiamo notare come in alcune celle ci siano valori addirittura negativi. Particolarmente evidenti sono i valori di Stone Energy Corporation che, a fronte di una correlazione molto forte tra la *commodity* e la *performance azionaria*, riesce ad avere addirittura correlazioni di segno negativo nelle *performances* di tipo contabile. Un dato che dimostra come le *performances* contabili e azionarie possano presentare sostanziali differenze.

I dati delle imprese appena menzionate, se presi singolarmente, sembrerebbero dare ragione agli studi svolti da Olivier Tâilé Manikom e Charles Guillermet, tuttavia nel complesso la verifica empirica non ha dato valori così netti tali da poter dire che le *performances* contabili siano fortemente correlate all'andamento della *commodity*, infatti la correlazione c'è ma è lieve, tranne che per il ROACE.

Ciò è dovuto a diversi fattori. *In primis* essendo i *ratios* composti da dati contabili, essi saranno influenzati dalle regole contabili seguite dall'impresa nonché da quelle poste dal legislatore. Voci come quelle dei risconti e dei ratei passivi, se "liquidati" ai prezzi correnti della *commodity*, possono influenzare le risultanze operative del bilancio dell'anno successivo.

Il secondo fattore è che le *performances contabili* delle imprese sono influenzate anche dalle gestioni finanziarie, straordinarie e tributarie che possono incidere più o meno significativamente sul risultato complessivo dell'impresa.

Il terzo fattore riguarda il fatto che i dati contabili sono per lo più frutto di operazioni già avvenute, a differenza della *commodity* che esprime il prezzo del petrolio consegnato a venti giorni. Quindi se la *commodity* esprime più un valore prospettico, i dati contabili invece esprimono valori di operazioni realizzate nell'anno in corso. Inoltre bisogna considerare che l'influenza del prezzo della *commodity* sul risultato contabile di un anno dipenderà anche dal momento nel quale si verificherà la caduta (o l'eventuale rialzo) del prezzo.

Ultima questione riguarda l'uso di strumenti finanziari con i quali le imprese tendono ad assicurarsi dal rischio volatilità della *commodity*. In particolare la sottoscrizione di contratti derivati ai fini *hedging* nonché accordi VPP possono far sì che i risultati contabili dell'impresa non risentano particolarmente della volatilità della *commodity*.

Su quest'ultimo punto l'evidenza empirica è andata più a fondo eliminando dai bilanci le perdite e i guadagni determinati dall'uso di strumenti sottoscritti per funzioni di *hedging*. Infatti, eliminando queste voci, l'evidenza empirica mostra le seguenti correlazioni:

	Clayton Williams	Callon Petroleum	Oasis Petroleum	Stone energy corporation	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-utili	0,291244023	-0,353947577	0,456766955	-0,220625362	0,71	0,353389322	0,43932944	0,45496862	0,258327
Correlazione commodity-ROE	0,316687461	-0,497612523	0,272033239	-0,336670414	0,767864469	0,345982339	0,606070002	0,458512211	0,240423
	1	1	0,7	1	1	1	1	1	1

Non solo nelle medie la correlazione tra ROE e *commodity* aumenta del 60% rispetto al calcolo precedente, ma la correlazione tra utili e *commodity* è addirittura oltre il doppio rispetto al dato precedente!

Sicuramente i dati che stupiscono sono quelli di Callon Petroleum e di Stone Energy Corporation che, nonostante l'assenza di derivati ai fini *hedging* al conto economico, continuano ad avere una correlazione di segno negativo tra le *performances* contabili e la *commodity*. Infatti sono le uniche imprese a presentare dati del genere. La spiegazione di ciò è presto data: queste due imprese attuano un metodo di contabilizzazione delle operazioni di estrazione diverso rispetto alle altre (usano il metodo a *full cost* a differenza delle altre che utilizzano un metodo *successful effort*), a dimostrazione che le regole di contabilizzazione scelte dall'impresa possono modificare più o meno le risultanze di bilancio. Infatti, eliminando dalla serie i dati delle società che applicano il metodo di contabilizzazione *full cost* (ovvero Callon Petroleum e Stone Energy Corp.) possiamo notare come le medie di correlazione tra *commodity* e utili e *commodity* e ROE siano

significativamente superiori. Più precisamente nel caso della correlazione tra *commodity* e utili, la media risulterà aumentata all'incirca del 74%, mentre la *correlazione* tra commodity e ROE mostra un aumento pari all'incirca al 96%.

	Clayton Williams	Oasis Petroleum	Chesapeake energy corp.	Noble energy	ExxonMobil	Apache corp.	Medie
Correlazione commodity-utili	0,291244023	0,456766955	0,71	0,353389322	0,43932944	0,45496862	0,449771
Correlazione commodity-ROE	0,316687461	0,272033239	0,767864469	0,345982339	0,606070002	0,458512211	0,471147
	1	0,7	1	1	1	1	

## 5. Conclusioni

In conclusione la verifica empirica ha mostrato che non tutte le società attive nell' E&P dell'*oil&gas* hanno delle *performances* contabili positivamente correlate all'andamento della *commodity*. In generale la correlazione è positiva ed ogni società può avere diversi gradi di correlazione in base a diversi fattori: dimensione dell'impresa, diversificazione geografica e strategica, struttura finanziaria e diverse condizioni dei *covenant* sottoscritti.

Alcuni fattori possono influenzare il coefficiente di correlazione, rendendolo meno elevato di quanto potrebbe essere. Essi sono: le regole definite dal legislatore per i bilanci, i ratei e i risconti passivi se liquidati ai prezzi correnti della *commodity*, le ulteriori gestioni finanziarie, straordinarie e tributarie tenute dalle imprese e l'uso di strumenti derivati ai fini *hedging*. Infine il differente sistema di contabilizzazione può influenzare notevolmente la correlazione tra *commodity* e *performances* contabili. Infatti, assumendo risultati operativi identici, una società che segue il *successful effort method* si può aspettare di avere un utile netto nel periodo in questione più basso rispetto all'omologa che segue il metodo *full cost*. Tuttavia quest'ultima, se non sarà in grado di scoprire nuove riserve, dovrà subire un calo del tasso di produzione negli anni successivi che influirà negativamente sui ricavi e sugli utili di esercizio, con risultati peggiori rispetto all'omologa società che usa il *successful effort*, poiché dovrà ammortizzare i maggiori costi capitalizzati.

Ed è per questo che le imprese che utilizzano un metodo di contabilizzazione SE risultano maggiormente correlate all'andamento della *commodity* rispetto a quelle imprese che usano il metodo FC.

## Bibliografia

- Aliaga, Diaz R., Davis J., *Oil, the economy, and the stock market*, 2008.
- Annual Refinery Report 2015*, Energy Information Administration, 2015.
- Aprèa M., Ena D., Kvam T., Sossi V., Tocci U., *Key Performance Indicators e stima del target price*, 2012.
- Asche F., Misund B., Mohn Klaus, Osmundsen P., *Valuation of international oil companies, The Roace Era*, 2005.
- Biancone P., Busso D., Dezzani F., *IAS/IFRS: manuale* II ed., Milano, IPSOA, 2012.
- Brock H., Feiten J., Jennings D. – *Petroleum Accounting* 5<sup>th</sup> ed. , 2000 pp 1-225, 381-550.
- Büyükaşahin B., Harris J., *The Role of Speculators in the Crude Oil Futures Market*, 2009.
- Caramiello C., Di Lazzaro F., Fiori G., *Indici di bilancio, strumenti per l'analisi della gestione aziendale*, II ed., Giuffrè Editore, 2003.
- Cherry M., Sneirson J., *Beyond Profit: Rethinking Corporate Social Responsibility and Greewashing after the BP Oil Disaster*, 2011.
- Conca J., *U.S. Winning Oil War Against Saudi Arabia*, Forbes 22/7/2015.
- Structured Financing Techniques in Oil and Gas Project Finance*, C. Culp and J. P. Forrester in ENERGY AND ENVIRONMENTAL PROJECT FINANCE LAW AND TAXATION, Oxford University Press, 2010, 521-556 pp.
- Dayanandan A., Donker H., *Oil prices and accounting profits of oil and gas companies*, 2011.
- Di Benedetto F., *I mercati del Petrolio*, Milano, Ed. Franco Angeli, 2001.
- Di Gabriele N., *La valutazione dell'impresa petrolifera. Metodi operativi e capacita' di spiegare i corsi azionari*, 2010.
- Drilling Productivity Report for key tight oil and shale gas regions - December 2015*, U.S. Energy Information Administration.
- Ejins M., *The general assessment of the attractiveness of the oil and gas industry from a variety of perspectives*, 2014.
- Gallun R., Wright C., *Fundamentals of oil and gas accounting* 5<sup>th</sup> ed., PennWell Books, 2008.
- Grassia L., *Alla ricerca dell'oro nero*, La Stampa 26/8/2015.
- Guillermet C., Manikom O., *Oil & Gas producers' financial performance*, 2014.

- Hazarika I., *Performance Analysis of Top Oil and Gas Companies Worldwide with reference to Oil Prices*, 2015.
- Inkpen A., Moffett M., *The Global Oil & Gas Industry: Management, Strategy & Finance*, PennWell Books, 2011.
- Economia e Politica degli Idrocarburi in Enciclopedia degli idrocarburi, Roma, Istituto della Enciclopedia Italiana fondata da Giovanni Treccani, 2005.
- Lameira V., Pereira R., Quelhas O., Vergura S., *Performance analysis of Euro-zone energy companies*, 2012.
- Lutz K., *The Impact of the Shale Oil Revolution on U.S. Oil and Gasoline Prices*, 2014.
- Mastrolilli P., *Sorpresa, l'Arabia è in bolletta e cerca prestiti per 27 miliardi*, La Stampa 7/8/2015.
- Migliavacca S., Pizzurno E., *Le strategie competitive delle imprese petrolifere internazionali – 2008*.
- Muñoz J., *Financing of Oil and Gas Transactions*, Texas Journal of oil, gas, and energy law, 2009.
- Id., *Annual Report 2014*, 2014.
- Id., *Annual Statistical Bulletin 50<sup>th</sup> Edition*, 2015.
- Pattabiraman S., *Growth vs Profitability: The Importance of ROCE*, 2013.
- Petrolio e Gas in Italia: un'opportunità per la crescita*, Assomineraria e Ricerche Industriali Energetiche, 2012.
- Pjsc gazprom, ifrs consolidated interim condensed financial information – 2015.
- Relazione Finanziaria Annuale 2014*, Eni, 2014.
- Riddle P., *Volumetric Production Payments An Effective Monetization Strategy*, 2006.
- Robert Gordon University, *Oil and gas contract law-cw1*, 2015.
- Saudi Arabia: 2015 Article IV Consultation- press release; Staff report; and informational annex*, FMI, pp 1 -13, 2015.
- Speer P., *Volumetric Production Payments – Analytical Implications and Adjustments for E&P Companies*, 2006.
- US GAAP vs. IFRS*, Ernst&Young, 2009.
- World Energy Outlook 2015*, International Energy Agency, 2015.
- World Oil Outlook 2014*, Organization of the Petroleum Exporting Countries, 2014.
- Van Mazijk R., *International Oil and Gas Accounting*, 2009.
- Yunus H. – *Volumetric Production Payment in Oil and Gas Properties in the US*, 2014.

## Sitografia

Belluomo S., *A rischio il miracolo shale: negli Usa sempre più petrolifere in bancarotta* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2015-09-17/a-rischio-miracolo-shale-negli-usa-sempre-piu-petrolifere-bancarotta--211451\\_PRV.shtml?uuid=ACI9qlz](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2015-09-17/a-rischio-miracolo-shale-negli-usa-sempre-piu-petrolifere-bancarotta--211451_PRV.shtml?uuid=ACI9qlz) (Consultato il 30/11/2015)

Ead., *Teheran pronta a «inondare» i mercati con il suo greggio* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-15/il-ritorno-petrolio-iraniano-affossa-barile-brent-sotto-29-dollari-220304\\_PRV.shtml?uuid=ACsb64AC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-15/il-ritorno-petrolio-iraniano-affossa-barile-brent-sotto-29-dollari-220304_PRV.shtml?uuid=ACsb64AC) (Consultato il 17/1/2016)

Ead., *Petrolio, in North Dakota primo caso di prezzo negativo* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-18/petrolio-north-dakota-primi-caso-prezzo-negativo--220727\\_PRV.shtml?uuid=ACXi9gCC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-18/petrolio-north-dakota-primi-caso-prezzo-negativo--220727_PRV.shtml?uuid=ACXi9gCC) (Consultato il 18/1/2016)

Ead., *L'Iran ci farà «affogare» nel petrolio. E il barile scenderà ancora* in [http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-19/allarme-dell-aie-l-iran-ci-fara-affogare-petrolio-e-barile-scendera-ancora-204645\\_PRV.shtml?uuid=ACP8tGDC](http://www.ilsole24ore.com/art/finanza-e-mercati/2016-01-19/allarme-dell-aie-l-iran-ci-fara-affogare-petrolio-e-barile-scendera-ancora-204645_PRV.shtml?uuid=ACP8tGDC) (Consultato il 20/1/2016)

Di Christopher T., *US crude oil's break-even cost: How low can it go?* in <http://www.cnbc.com/2015/08/20/us-crude-oils-break-even-cost-how-low-can-it-go.html> (Consultato il 17/9/2015)

Grassia L., *Crollano 800 torri di “shale oil” e il prezzo del petrolio è in rimonta* in <http://www.lastampa.it/2015/04/13/economia/crollano-torri-di-shale-oil-e-il-prezzo-del-petrolio-in-rimonta-62YDdRWcZuAcos70pLvFzJ/pagina.html> (Consultato il 30/9/2015)

Hoyos C., *The new Seven Sisters: oil and gas giants dwarf western rivals* in <http://www.ft.com/cms/s/2/471ae1b8-d001-11db-94cb-000b5df10621.html#axzz3gTukWFXe> (Consultato il 28/7/2015)

Pompii M., *La ricchezza avvelenata del petrolio* in <http://www.eastonline.eu/it/medio-orientel/la-ricchezza-avvelenata-del-petrolio> (Consultato il 11/11/2015)

<http://www.investing.com/commodities/crude-oil-contracts> (Consultato il 24/1/2016)

[http://www2.energyintel.com/PIW\\_Top\\_50\\_ranking\\_about](http://www2.energyintel.com/PIW_Top_50_ranking_about) (Consultato il 25/9/2015)