

## OIL OUTLOOK 2016

### *UN FUTURO LONTANO DAI 100\$*

10 marzo 2016



*Autori:*

*Francesco Esposito  
Luca Mosto*

## **INDICE**

<i>Overview</i>	<i>pag. 2</i>
<i>L'offerta di Petrolio: OPEC</i>	<i>pag. 5</i>
<i>L'offerta di Petrolio: Paesi Non - OPEC</i>	<i>pag. 8</i>
<i>La domanda di Petrolio</i>	<i>pag. 13</i>
<i>La domanda di Petrolio nei Paesi OCSE</i>	<i>pag. 15</i>
<i>La domanda di Petrolio nei Paesi Non - OCSE</i>	<i>pag. 17</i>
<i>Previsioni per il 2016-2017</i>	<i>pag. 19</i>

## Overview

Il petrolio è uno dei grandi protagonisti delle cronache finanziarie da quasi due anni e il crollo dei prezzi cui è stato soggetto ha condizionato i mercati globali. Le cause di questa caduta sono da ricercare in un nuovo contesto produttivo, in cui sono prepotentemente entrati nuovi operatori esterni al cartello dell'OPEC, e nelle reazioni che ne sono conseguite. Dapprima i paesi produttori (OPEC 166th Meeting – Vienna, 27/11/14) hanno scelto di difendere le proprie quote di mercato non tagliando la produzione, accettando di affrontare anche un brusco calo dei prezzi di mercato (e quindi dei loro ricavi). Oggi ci troviamo di fronte a un mercato volatile, che ha raggiunto livelli eccezionalmente bassi, in cui si registrano la decisione dell'OPEC dello scorso 4 dicembre 2015 di non tagliare la produzione e le recenti dichiarazioni circa la disponibilità a congelarla ai livelli di gennaio 2016; tutto ciò a fronte della previsione di un aumento dell'attività estrattiva di 1.5 mb/d (million barrels/day).

La strategia dell'organizzazione ha portato il prezzo del WTI e del Brent Crude a toccare i minimi da oltre un decennio, scendendo sotto la soglia dei 30\$ al barile, ovvero circa il 75% in meno rispetto ai valori precedenti il crollo. Il tutto accompagnato da una altissima volatilità.

Solo nel corso del mese di marzo le quotazioni hanno ripreso a salire, raggiungendo i 35\$ il WTI e i 39\$ il Brent. Il rialzo è influenzato, oltre che da un fisiologico rimbalzo rispetto ai minimi di febbraio, da alcuni dati relativi alle scorte di petrolio meno negativi del previsto e dalle continue indiscrezioni su un avvicinamento a un accordo tra i principali paesi produttori per calmierare l'eccesso di offerta di greggio.

Al momento è opportuno evidenziare che le voci non sono state accompagnate da fatti concreti. A inizio febbraio alcune dichiarazioni rilasciate dal ministro russo dell'energia Alexander Novake, in merito alla possibilità di un accordo con l'OPEC per il taglio combinato del 5% dell'output da parte di ciascun paese produttore, sono state prontamente smentite sia dal ministro del petrolio saudita Ali Al Naimi che dal ministro del petrolio iraniano Zanganeh, nonostante le voci dall'interno del cartello siano contrastanti. Non ultime quelle del ministro del petrolio venezuelano Eulogio del Pino (portavoce del governo Maduro) e del ministro del petrolio degli Emirati Arabi Uniti Mohammed al-Mazroue, il quale sostiene che l'OPEC sia pronto a tagliare la produzione a patto che la decisione sia accolta da tutti gli altri produttori.

Grafico 1: Prezzo del West Texas Intermediate (WTI) in \$/Bbl



Fonte: US. Energy Information Administration

Lo stesso copione è andato in scena qualche settimana più tardi, con la proposta di alcuni paesi (Arabia Saudita e Russia in primis) di congelare la produzione ai livelli di gennaio. Anche in tal caso le reazioni non sono state positive, con addirittura l'Iran che ha definito tale proposta "una barzelletta".

Questo scenario condito di voci, dichiarazioni, proposte non appoggiate, fa sì che ad oggi il petrolio si trovi in una fase di mercato caratterizzata da un'alta volatilità, in cui la speranza di un qualche accordo e la successiva smentita porta i prezzi a grandi oscillazioni all'interno di una stessa giornata di contrattazioni.

Nei fatti, a gennaio la produzione dei 13 Paesi membri dell'OPEC è aumentata di altri 280.000 barili al giorno, salendo a quota 32.6 milioni. Non sembra ad oggi esserci una ferma intenzione di invertire la rotta (non basta un congelamento ai valori attuali...).

L'obiettivo del cartello è stato e continua ad essere quello di strangolare gli interessi estrattivi dei produttori di shale oil, lo scisto bituminoso estratto tramite le tecniche di fracking, che a causa del tipo di estrazione e del processo chimico correlato per la separazione dell'idrocarburo possiedono un Break Even Point uguale e spesso superiore ai 50\$ al barile.

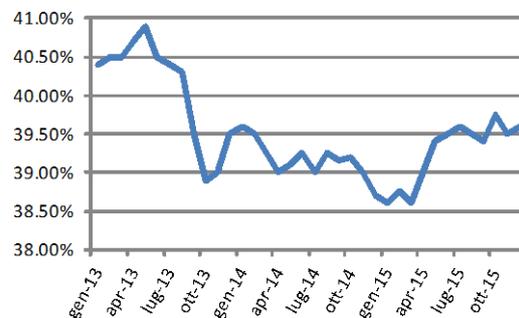
I paesi esportatori hanno effettivamente trivellato ed estratto a ritmi elevatissimi dal 27 novembre 2014, quando l'Arabia Saudita convinse i colleghi del cartello ad astenersi da tagli alle forniture per difendere la quota di mercato contro un aumento inarrestabile dell'offerta non OPEC, con il Nord America in testa e divenuto nel 2014 il maggior produttore al mondo grazie alle tar sands canadesi e lo shale oil statunitense (di seguito il grafico delle quote di mercato erose sino a inizio 2015, fonte IEA).

Tutto ciò ha lo scopo di indurre proprio i produttori non convenzionali a tagliare la produzione e ha effettivamente raggiunto i primi risultati, essendo più che dimezzate da un anno ad oggi il numero di trivelle orizzontali attive in nord America.

Prima di affrontare i fondamentali del mercato petrolifero, facciamo un passo indietro e ricordiamo quanto veniva detto in riferimento allo shale oil e le tar sands una decina di anni fa, quando il prezzo del barile era così *basso* da non consentirne la produzione: "... per quanto riguarda gli scisti e le sabbie bituminose i trattamenti sono così complessi, costosi e rovinosi per l'ambiente che il loro sfruttamento commerciale è molto limitato"- (Un mondo in riserva, G.B. Zorboli-2004).

Per quanto riguarda quel prezzo *basso* la situazione riferita ad oggi è alquanto curiosa.

Grafico 2: Quote di mercato OPEC



Fonte: IEA - International Energy Agency

Il New York Times scriveva il 25 maggio 2004: “So what’s the reason for the spectacular rise in crude oil prices to more than \$40 a barrel?”

Questo titolo permette di fare due constatazioni, *facili*, a posteriori.

La prima ovviamente è che un prezzo così basso del barile rende poco conveniente l’estrazione di petrolio non convenzionale. La seconda è che negli ultimi dieci anni le quotazioni del barile hanno raggiunto vette inimmaginabili per studiosi e giornalisti della decade passata, superando i 140\$ al barile e creando le condizioni affinché questa nuova tecnologia ponesse le sue basi.

Ancora più emblematico è il record segnato nel 2014 e 2015. Il nord America, grazie allo sfruttamento dello scisto e delle sabbie bituminose, è stato il primo produttore in termini di barili estratti al giorno.

La sfida lanciata dai paesi dell’OPEC è stata però di una potenza disarmante: se a luglio 2014 si poteva parlare di un barile intorno ai 100\$, dopo un anno e mezzo questo livello di prezzi sembra molto lontano.

## L'offerta di Petrolio: OPEC

La produzione dell'OPEC continua ad essere ai livelli massimi ed è prevista mantenersi tale anche per i prossimi mesi. In novembre si è assistito a un aumento di 50 kb/d (thousand barrels/day) salendo a quota 31,73 mb/d grazie agli incrementi record dell'Iraq e a una ripresa dei flussi del Kuwait, che hanno compensato gli inferiori rifornimenti provenienti dall'ala africana dell'Organizzazione. A gennaio l'incremento è stato ancora più marcato con una produzione aumentata di 280 kb/d, raggiungendo quota 32,63 mb/d, che rappresenta nei confronti del tetto stabilito dal vertice del 4 dicembre un milione di barili in più al giorno.

Tabella 1: Produzione OPEC				
(milioni di barili al giorno)				
Nazione	Sett 2015	Ott 2015	Nov-15	Capacità produttiva sostenibile*
Algeria	1.12	1.11	1.11	1.14
Angola	1.79	1.78	1.74	1.8
Ecuador	0.53	0.53	0.54	0.56
Iran	2.88	2.88	2.87	3.6
Iraq	4.3	4.17	4.31	4.18
Kuwait	2.81	2.73	2.8	2.8
Libia	0.37	0.43	0.38	0.46
Nigeria	1.86	1.9	1.82	1.87
Qatar	0.65	0.67	0.68	0.69
Arabia Saudita	10.2	10.21	10.19	12.26
UAE	2.91	2.89	2.89	2.95
Venezuela	2.89	2.38	2.4	2.47
<b>Totale OPEC</b>	<b>31.8</b>	<b>31.68</b>	<b>31.73</b>	<b>34.78</b>

\* La capacità che può essere raggiunta entro 90 giorni e mantenuta per lunghi periodi di tempo

Fonte: IEA

### La produzione nell'area del Golfo

- A fare la parte del leone nell'incremento dei livelli produttivi è stato l'**Iran**, che ha incrementato la sua produzione di 80.000 barili al giorno raggiungendo quasi i 3 mb/d estratti, dopo il venir meno del divieto di esportare petrolio nell'ambito degli accordi internazionali sul proprio programma nucleare. Per i prossimi mesi, la produzione è prevista in costante aumento,

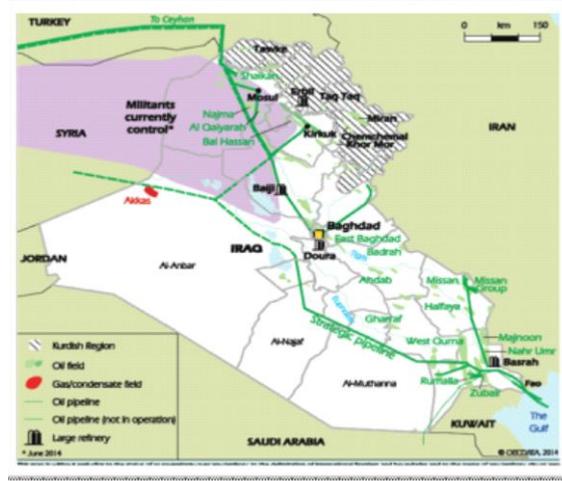
considerata la volontà del Paese di recuperare quote di mercato rilevanti.

Le informazioni sulle capacità dei pozzi dell'Iran sono tuttavia limitate a causa dell'assenza di partecipanti stranieri all'attività estrattiva: le stime riportano tassi dei pozzi in declino dall'8% al 12%. Il 50% di tutto l'output proviene da pozzi ormai vecchi di 70 anni e che necessitano di interventi di recupero e nuove tecnologie. Il picco di produzione del paese si è verificato nel lontano 1974, con 6 mb/d estratti. A tal proposito si segnala l'apertura verso potenziali investitori internazionali tra cui Total, Lukoil e Royal Dutch Shell, che potrà condurre a un ammodernamento degli impianti produttivi.

- La produzione in **Arabia Saudita** è aumentata a gennaio di 70 kb/d salendo a quota 10.21 mb/d in risposta all'aumento delle richieste sui mercati mondiali di uno tra i più pregiati greggi del mondo, l'Arabian light crude oil, e per il soddisfacimento della domanda interna da raffineria (compensata però da una quota minore di greggio bruciato nelle centrali elettriche domestiche). Al fine di preservare la quota di mercato e soddisfare la domanda interna, Riyadh ha spinto la produzione oltre 10 mb/d per undici mesi consecutivi. I funzionari petroliferi sauditi hanno sostenuto che vedono segnali di una ripresa della domanda e il Regno sta fornendo ai propri clienti tutti i volumi da loro richiesti. In particolare Cina ed India sembrano, secondo i dati di monitoraggio delle navi cisterna, aver usufruito dell'aumento di petrolio saudita nei mesi di novembre e dicembre.
- Nell'area del Golfo la produzione del **Kuwait** è aumentata a 2,8 mb/d nel mese di novembre, in crescita di 70 kb/d grazie al completamento della manutenzione programmata in uno dei centri di estrazione del greggio (Ratqa 60 kb/d nel nord della regione al confine con l'Iraq). Tuttavia il paese si trova attualmente privo di progetti per la produzione, che quindi sembra destinata a calare di 450 kb/d arrivando a fornire 2,5 mb/d nel 2019.
- La produzione negli **Emirati Arabi Uniti** è rimasta stabile a 2,89 mb/d, vicino al suo livello record di 2,91 mb/d, mentre l'offerta del **Qatar** si sta riducendo gradualmente.
- Date le sue urgenti esigenze di bilancio e la caduta dei prezzi del greggio, l'**Iraq** ha tutto l'interesse a trivellare il più possibile. Il paese ha aumentato la produzione di 50 kb/d a gennaio arrivando a una quota di 4,35 milioni di barili. Dal

KRG, la regione governativa del Kurdistan a nord dello stato, sono giunti solo nel mese di novembre 140 kb/d che hanno consentito all'Iraq di raggiungere nel 2015 un livello record di 4,31 mb/d. Il secondo produttore dell'OPEC ha fornito ai mercati mondiali quasi 4 mb/d di greggio nel mese di novembre. Le spedizioni dall'oleodotto principale a sud dell'Iraq sono arrivate a 3,37 mb/d - la più alta mai registrata. Le pipeline del sud del paese sono attualmente l'unico sbocco delle esportazioni dopo la chiusura della pipeline che collega Iraq e Turchia a causa delle violenze scoppiate nella provincia di Anbar. Questa condotta (Kirkuk-Ceyhan) collega il cuore dello stato fino al confine turco ed è destinata a rimanere chiusa a tempo indeterminato con grosse perdite per l'esportazione. Già prima della recenti guerre dell'ISIS che hanno causato la perdita della città di Mosul nel nord del paese, Baghdad ha affrontato seri problemi nel soddisfare la domanda a causa della mancanza di figure chiave istituzionali. Il condotto del sud rimane comunque risorsa da guadagni molto elevati grazie all'iper sfruttamento costiero di Fao.

Grafico 3: Mappa Pipeline in Iraq



### La produzione in Africa

- La produzione da parte dei membri africani dell'OPEC è diminuita di 170 kb/d a fine 2015, a causa principalmente delle instabilità interne e delle attività militari della maggioranza dei paesi.
- La **Libia** ha diminuito le sue estrazioni a 380 kb/d nel mese di novembre a causa del deterioramento della sicurezza nazionale che ha costretto la chiusura del terminale di esportazione orientale, Zueitina. La guerra prolungata tra il governo ufficialmente riconosciuto a est e la cosiddetta amministrazione Alba Libica (movimento islamico dei combattenti alleati di Misurata) a Tripoli ha costretto alla chiusura i terminali strategici che avevano pompato 1,6 mb/d prima della caduta di Gheddafi nel 2011.
- Le forniture da parte dei produttori dell'Africa occidentale sono diminuite di 120 kb/d. L'**Angola** ha perso 40 kb/d pompando 1,74 mb/d a fine dicembre, mentre la produzione della **Nigeria** è scesa a 1,82 mb/d, in calo di 80 kb/d. L'Angola, la cui produzione proviene soprattutto dalle acque profonde, ha sofferto a causa di problemi ai sistemi di iniezione d'acqua per gli impianti di galleggiamento,

stoccaggio, produzione e scarico: come conseguenza il paese ha perso il suo obiettivo annuale di 2 mb/d di petrolio.

### La produzione in America Latina

- In **Venezuela** la fornitura di greggio si è attestata a 2,4 mb/d a fine 2015. Lo scenario è caratterizzato da una crisi economica profonda, acuita dal crollo dei prezzi del petrolio, e dalla grande incertezza politica. Le elezioni di dicembre hanno portato alla vittoria, dopo 17 anni di governo del PSUV del presidente Nicolas Maduro, erede di Hugo Chavez, il partito di opposizione, aprendo alla possibilità di nuovi scenari nelle politiche economico-sociali.
- In **Ecuador**, dopo cinque anni di produzione stagnante sembra si siano sbloccati progetti precedentemente tenuti fermi dai movimenti ambientalisti. La produzione infatti dovrebbe aumentare fino a 700 kb/d grazie allo sfruttamento di territori della foresta Amazzonica; la zona si pensa possa fornire 900 mb, ovvero circa un quinto delle riserve totali dell'Ecuador.

## L'offerta di Petrolio: Paesi Non-OPEC

La produzione a fine 2015 si è attestata a circa 58,4 mb/d. La diminuzione si deve ai tagli delle forniture di sabbie bituminose canadesi e delle forniture di greggio del Kazakistan e agli scioperi che hanno colpito la produzione brasiliana. La produzione proveniente dai principali produttori extra OPEC, Russia e Stati Uniti, si sta rivelando nonostante tutto molto resistente al calo dei prezzi. Secondo le ultime statistiche dell'Energy Information Administration (EIA), la produzione degli Stati Uniti è attualmente in calo di circa il 75-115 kb/d al mese.

Tabella 2: Produzione Non - OPEC											
(milioni di barili al giorno)											
Nazione	2014	Q1-15	Q2-15	Q3-15	Q4-15	2015	Q1-16	Q2-16	Q3-16	Q4-16	2016
America	19.0	19.9	19.5	19.9	19.9	19.8	19.5	19.2	19.3	19.6	19.4
Europa	3.3	3.4	3.5	3.3	3.4	3.4	3.4	3.2	3.0	3.3	3.2
Asia Oceania	0.5	0.4	0.4	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
<b>Totale OECD</b>	<b>22.9</b>	<b>23.7</b>	<b>23.4</b>	<b>23.8</b>	<b>23.8</b>	<b>23.7</b>	<b>23.4</b>	<b>23.0</b>	<b>22.9</b>	<b>23.4</b>	<b>23.2</b>
Ex URSS	13.9	14.0	14.0	13.9	13.9	14.0	13.9	13.9	13.8	13.8	13.9
Europa	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
Cina	4.2	4.3	4.4	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3
Altri Paesi Asia	3.5	3.6	3.6	3.5	3.5	3.6	3.5	3.5	3.4	3.4	3.5
America Latina	4.4	4.6	4.5	4.5	4.5	4.5	4.6	4.6	4.7	4.7	4.7
Medio Oriente	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1	1.2
Africa	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
<b>Totale Non - OECD</b>	<b>28.9</b>	<b>29.5</b>	<b>29.3</b>	<b>29.2</b>	<b>29.1</b>	<b>29.3</b>	<b>29.1</b>	<b>29.0</b>	<b>28.9</b>	<b>29.0</b>	<b>29.0</b>
<b>Totale Non - OPEC</b>	<b>57.0</b>	<b>58.1</b>	<b>58.2</b>	<b>58.6</b>	<b>58.4</b>	<b>58.3</b>	<b>57.6</b>	<b>57.5</b>	<b>57.7</b>	<b>57.9</b>	<b>57.7</b>

Fonte: IEA

## La produzione in Nord America

- Negli **Stati Uniti**, contrariamente alle aspettative, la produzione di greggio sino a fine 2015 è continuata ad aumentare con incrementi provenienti dagli offshore del Golfo del Messico e dall'Alaska. I tagli più importanti arrivano dal North Dakota e dal Colorado, dove i pozzi di Bakken e Niobrara (LTO) giocano un ruolo fondamentale nelle forniture.

Le previsioni per la produzione di petrolio degli Stati Uniti sono in gran parte invariate per l'IEA, ma in calo nel 2016 di 415 kb/ a 12,4 mb.

Solo i pozzi di scisto più prolifici sono ancora attivi: con prezzi a circa 30\$ al barile l'attività di perforazione è scesa del 60% rispetto a un anno fa. Secondo l'agenzia di servizi petroliferi Baker Hughes, le società energetiche degli Stati Uniti hanno tagliato il numero di trivelle attive per 13 settimane consecutive; ciò suggerisce che i *frackers* stiano attendendo un rimbalzo dei prezzi prima di tornare alla fratturazione idraulica.

L'andamento del numero di trivelle orizzontali attive negli Stati Uniti è crollato assieme al prezzo del barile. Il numero di trivelle attive per l'estrazione dello scisto ha registrato un calo del 58% tra i due Meeting invernali che decidono la politica dell'OPEC per l'anno a venire. Le trivelle in azione il 27/11/14 ammontavano a 1736 e registravano in prossimità di quella data la loro massima attività (si osservi il grafico seguente, fonte Baker Hughes).

**Grafico 4: Trivelle orizzontali in Nord America**



In concomitanza con il Meeting del 4 dicembre le trivelle per l'estrazione dello shale oil hanno toccato quota 730 per

registrare a fine anno 624 trivelle in azione (-64% dal massimo registrato la quarta settimana di quel 166th Meeting).

Guardando alla tabella realizzata (serie storiche Baker Hughes) per campi di shale USA e suddivisa per trimestri, si può notare come alla fine del quarto trimestre 2014 la produzione nord americana avesse già ripiegato al ribasso, tranne per i due campi più rappresentativi per capacità estrattiva, Eagle Ford e il campo del Permian, che incrementarono la produzione nonostante i prezzi del barile fossero scesi al di sotto dei 70\$.

**Tabella 3: Trivelle attive in USA per trimestre nel 2014 e 2015**

Year	2014				Year	2015			
Trajectory	Horizontal				Trajectory	Horizontal			
TRIVELLE ATTIVE					TRIVELLE ATTIVE				
Trimestri	I	II	III	IV	Trimestri	I	II	III	IV
UNITED STATES	1211	1263	1347	1336	UNITED STATES	812	654	629	549
Ardmore Woodford	10	5	3	6	Ardmore Woodford	4	8	4	2
Arkoma Woodford	6	6	6	5	Arkoma Woodford	6	6	8	8
Barnett	19	19	15	14	Barnett	3	3	3	2
Cana Woodford	27	21	35	44	Cana Woodford	40	33	39	36
DI-Niobrara	51	53	57	55	DI-Niobrara	30	29	27	23
Eagle Ford	194	192	195	196	Eagle Ford	134	100	79	72
Fayetteville	9	9	9	8	Fayetteville	7	5	3	1
Granite Wash	51	71	63	50	Granite Wash	23	14	12	15
Haynesville	43	39	44	38	Haynesville	31	27	25	25
Marcellus	70	74	74	69	Marcellus	68	57	48	41
Mississippian	68	71	72	66	Mississippian	42	20	13	11
Other	184	199	230	222	Other	97	93	94	69
Permian	274	303	326	352	Permian	202	168	193	178
Utica	35	38	39	45	Utica	29	18	18	15
Williston	170	163	179	166	Williston	96	73	63	51
CANADA	247	212	367	187	CANADA	113	121	165	75
TOTALE	1458	1475	1714	1523	TOTALE	925	775	794	624

Quando però il 6 gennaio 2015 il barile scese per la prima volta al di sotto dei 50\$, molti dei frackers americani si trovarono senza alternative se non quella del taglio e della dismissione delle attività estrattive.

Ad oggi il totale delle trivelle attive è significativamente al di sotto delle 600 (a 566), con tutti i campi che rispetto all'inizio del 2015 hanno dimezzato le loro produzioni; il dato è previsto ancora in calo, almeno finché le quotazioni del petrolio non torneranno verso i 50\$ al barile.

**Tabella 4: Trivelle attive in USA nel 2016**

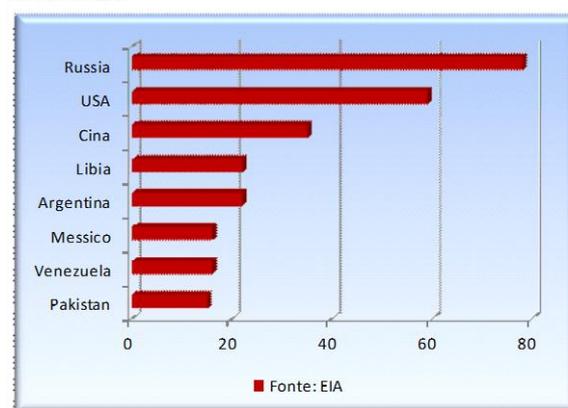
Year	2016						
Trajectory	Horizontal						
TRIVELLE ATTIVE							
Etichette di riga	08/01/16	15/01/16	22/01/16	29/01/16	05/02/16	12/02/16	19/02/16
<b>UNITED STATES</b>	<b>519</b>	<b>511</b>	<b>500</b>	<b>487</b>	<b>458</b>	<b>433</b>	<b>416</b>
Ardmore Woodford	3	3	3	3	3	2	2
Arkoma Woodford	8	8	7	7	5	5	5
Barnett	3	3	2	1	1	1	1
Cana Woodford	36	37	39	39	37	34	33
DJ-Niobrara	22	19	19	21	21	18	16
Eagle Ford	68	66	62	62	59	56	52
Granite Wash	11	12	12	11	8	8	10
Haynesville	23	23	18	18	14	14	14
Marcellus	35	37	35	34	31	29	29
Mississippian	10	11	10	10	9	9	7
Other	67	63	64	65	59	57	55
Permian	171	170	171	158	156	148	143
Utica	14	13	14	14	13	13	13
Williston	48	46	44	44	42	39	36
<b>CANADA</b>	<b>148</b>	<b>187</b>	<b>189</b>	<b>171</b>	<b>178</b>	<b>166</b>	<b>150</b>
<b>TOTALE</b>	<b>667</b>	<b>698</b>	<b>689</b>	<b>658</b>	<b>636</b>	<b>599</b>	<b>566</b>

- In **Canada** la produzione di tar sands, che a fine anno aveva subito il calo dei prezzi, ha incrementato i volumi a seguito di investimenti di società come ConocoPhillips e Imperial Oil, dovuti all'ipersfruttamento del suolo e alle importanti infrastrutture realizzate nel corso degli ultimi anni. Nel giugno del 2014 il governo canadese ha approvato il progetto Getway Northern, una pipeline dalla capacità di trasporto di circa 525 kb/d che collega Alberta alla regione della Columbia Britannica; quest'ultima si affaccia sull'Oceano Pacifico, dove il petrolio può ad oggi essere caricato su petroliere destinate al mercato internazionale. Gli Stati Uniti rimangono comunque il pilastro delle esportazioni canadesi di petrolio.

### La produzione in Russia

- La **Russia** è stata il più grande produttore di petrolio fino al 2013, quando è stata superata dal Nord America. Il potenziale di crescita (grafico EIA, risorse di scisto disponibili per paese) è notevole: lo sviluppo delle risorse non convenzionali presenti sul suolo a causa della concatenazione di eventi che hanno colpito il paese - crisi Ucraina, sanzioni, prezzo del barile a 30\$ - hanno ritardato e ritarderanno la rincorsa ai suoi avversari.

Gráfico 5: Shale Oil - Maggiori Risorse e tecnicamente recuperabili 2013, barili, bn



Le entrate da combustibili per lo stato sono pari al 50% ai livelli di prezzo dell'ultimo anno e mezzo: ne segue che gli introiti del Cremlino si sono più che dimezzati.

Nonostante ciò la Russia ha concluso l'anno su livelli record. La sua produzione si è attestata intorno ai 10,70 mb/d. La crescita è da ricondursi agli sforzi apportati da Bashnet, Tatneft e Gazprom, mentre a bilanciare negativamente sono stati Rosneft e Lukoil (la seconda compagnia petrolifera dello stato).

*Il ruolo della Russia è in questo momento cruciale per la storia petrolifera.*

L'OPEC è riuscito a mettere in difficoltà il produttore non convenzionale americano, ma una ripresa delle quotazioni del greggio farebbe gola anche ai frackers russi. A fine 2014 Salym, joint venture tra GazpromNeft e Shell, aveva condotto test di fratturazione idraulica nei giacimenti omonimi. L'intenzione russa sembrava proprio quella di tendere verso questo tipo di produzione evitando gli investimenti in recuperi secondari e terziari nei pozzi già attivi da trent'anni.

Nell'ultimo mese ci sono stati incontri eccezionali e improvvisi tra alcuni membri di spicco dell'OPEC e la Russia, che già aveva partecipato a Vienna il 27 novembre 2014 al Meeting ufficiale dove venne decantata la strategia di difesa dal petrolio non convenzionale. La minaccia sovietica sarebbe potuta diventare inarrestabile se i prezzi fossero continuati a stazionare intorno ai 100\$ e la quota di mercato del cartello si sarebbe via via sempre più erosa. Ad oggi però *la dirigenza del settore energetico russo afferma che sarebbe disposta a negoziare pur di non dover più fare i conti con il calo dei prezzi e chissà che una delle condizioni non sia proprio quella di mettere da parte questa tecnologia che inonderebbe i mercati di greggio a scapito di una domanda che stenta a riprendersi.*

### *La produzione in Azerbaijan e Kazakhstan*

- In **Azerbaijan** il calo della produzione è riconducibile alla perdita del 60% della capacità dell'offshore di Socar, a causa di un incendio che ha bloccato 28 pozzi di petrolio e tutte le infrastrutture (gas ed oleodotti) collegate.

- In Kazakhstan la produzione totale si prevede aumenti fino a 1,9 mb/d entro il 2019 grazie allo sfruttamento del giacimento di Kashagan. Quando il campo di Kashagan fu scoperto nel 2000, i produttori avevano progettato di essere operativi entro cinque anni, ma problemi tecnici abbinati a fattori ambientali hanno condotto a ritardi continui. Il petrolio greggio del campo contiene un elevato grado di gas acidi che ha reso una sfida sviluppare il progetto. Quando il petrolio finalmente fluì nel settembre 2013, la produzione venne subito arrestata non appena vennero rilevate perdite di gas acidi. Anche il riavvio successivo del campo nell'ottobre 2013 venne interrotto e il campo è rimasto offline da allora. È ormai evidente che il Kashagan non riavvierà la produzione fino al 2017. Negli ultimi annunci, il consorzio che gestisce il campo ha rivelato che entrambe le linee di raccolta di petrolio e gas dovranno essere sostituite, aggiungendo ulteriori guai ad un progetto che è più di un decennio in ritardo e ha ampiamente superato il suo costo inizialmente stimato.

## La domanda di Petrolio

L'IEA prevede per il 2016 una crescita della domanda mondiale di petrolio di 1,2 mb/d, con consegne globali pari a 95,8 mb/d. Gli indicatori del quarto trimestre 2015 (tabella EIA seguente) mostrano il rallentamento in atto, con cali assoluti negli Stati Uniti e in Europa.

**Tabella 5: Domanda di Petrolio Globale (2014-2016)**  
(milioni di barili al giorno)

Nazione	Q1-14	Q2-14	Q3-14	Q4-14	2014	Q1-15	Q2-15	Q3-15	Q4-15	2015	Q1-16	Q2-16	Q3-16	Q4-16	2016
Africa	4.0	4.0	3.9	4.0	4.0	4.1	4.1	4.0	4.1	4.1	4.2	4.2	4.1	4.3	4.2
America	30.5	30.5	31.3	31.5	31.0	3.1	30.9	31.6	31.2	31.2	30.9	30.9	31.5	31.7	31.3
Asia/Pacifico	31.3	30.4	29.9	31.5	30.8	32.2	31.5	31.4	32.7	31.9	33.0	32.4	32.3	33.3	32.7
Europa	13.6	14.0	14.5	14.1	14.1	14.1	14.2	14.9	14.2	14.4	14.1	14.4	14.7	14.3	14.4
FSU	4.6	4.9	5.1	5.0	4.9	4.6	4.9	5.0	4.9	4.9	4.7	4.8	5.0	4.9	4.8
Medio Oriente	7.7	8.2	8.4	7.9	8.0	7.7	8.3	8.6	8.0	8.2	7.9	8.4	8.9	8.2	8.3
<b>Domanda Mondiale</b>	<b>91.8</b>	<b>92.0</b>	<b>93.2</b>	<b>94.0</b>	<b>92.8</b>	<b>93.6</b>	<b>93.9</b>	<b>95.4</b>	<b>95.3</b>	<b>94.6</b>	<b>94.8</b>	<b>95.1</b>	<b>96.5</b>	<b>96.7</b>	<b>95.8</b>

Fonte: IEA

Con uno scenario macroeconomico particolarmente precario, la crescita della domanda è prevista ancora in rallentamento.

I driver della domanda sono delineati:

- dal basso livello di richieste di petrolio pro capite in molte regioni dei mercati emergenti;
- dal rallentamento dell'economia cinese;

- dalle aspettative di maggiore efficienza energetica (in termini di emissioni nell'ambiente);
- dal cambiamento dei modelli di intensità energetica in Cina e in altre economie in via di sviluppo.

Questi fattori esercitano un impatto di moderazione sul consumo e sulla richiesta di materie prime, che conseguentemente decelera. Economie come la Cina e l'Arabia Saudita (tra le prime consumatrici di tutto il mondo) stanno adottando misure per frenare la crescita della domanda di petrolio, mentre gli sforzi internazionali per ridurre le emissioni supportano l'idea che i paesi sviluppati stiano dirigendosi verso l'innovazione energetica "verde".

Attraverso la previsione dell'IEA, la crescita maggiore è attesa in **Asia**, con un incremento di 0,8 mb/d che le aggiudica il primato di più grande consumatore di petrolio al mondo (dal 2015), una posizione precedentemente detenuta dall'America del Nord.

*All'interno del panorama globale emerge una forte tendenza: il calo della domanda dell'OCSE e l'espansione dei paesi non OCSE.*

Il petrolio è usato in vari settori, ma sono quelli petrolchimico e dei trasporti che guideranno la crescita nel medio termine. Come in passato, il petrolio continuerà a competere con gli altri combustibili per gli impieghi fissi, come la produzione di energia e il riscaldamento, dove sarà però sempre più emarginato da "carburanti puliti", come il gas naturale e le energie rinnovabili.

Al contrario, la posizione dominante del petrolio nel settore dei trasporti sembra più radicata. Anche ciò però non è più così scontato come un tempo. Il petrolio oramai deve affrontare una concorrenza nel settore dei trasporti e in particolare la minaccia di prodotti sostituiti arriva dalla diffusione di veicoli elettrici o alimentati a gas naturale. I miglioramenti nella tecnologia dei motori ibridi possono paradossalmente estendere la riduzione dell'utilizzo di petrolio anche al settore dei trasporti su strada.

Nel settore dei trasporti marittimi, gli sforzi globali per ridurre le emissioni in atmosfera rafforzano il gas naturale come combustibile alternativo alle benzine, anche se gli armatori avranno altre opzioni a loro disposizione per ridurre gli scarichi, come il passaggio a un gasolio a basso tenore di zolfo o l'installazione di depuratori.

La domanda di prodotti petrolchimici è strettamente correlata con la crescita economica, per cui dipenderà molto da come si delinearà il contesto macroeconomico; a sostenere la crescita

saranno i due principali prodotti petrolchimici, la nafta e il GPL (che comprende l'etano nelle definizioni IEA).

*Dallo scenario attuale si evince che la caduta dei prezzi del greggio non riesce a fornire una spinta adeguata alla domanda, in quanto il calo dei prezzi è almeno in parte guidato dalla domanda stessa.*

I dati a gennaio 2016 suggeriscono che, con qualche eccezione, le condizioni deboli della domanda globale continuano ad agire come un sedativo su prezzi che a livelli così bassi dovrebbero invece stimolare domanda aggiuntiva. I motivi sono diversi, tra cui:

- gli impatti negativi sui ricavi netti degli esportatori di petrolio;
- una tendenza globale verso la riduzione dei sussidi ai prezzi dell'energia;
- i livelli di pressione fiscale;
- la perdita di valore rispetto al dollaro vissuta da molte valute, che sta annullando l'impatto del ribasso del greggio in termini di valuta nazionale.

## **La domanda nei Paesi OCSE**

La crescita della domanda di petrolio dell'OCSE potrebbe essere sull'orlo di un crollo, se gli ultimi dati sulle consegne di fine anno per Stati Uniti, Germania, Francia e Giappone possono essere utilizzati come 'canarino nella miniera' (per chi non ne conoscesse la metafora, nelle prime miniere di carbone non esistevano sistemi di aerazione dell'aria. Quando nelle miniere veniva sviluppato un nuovo antro gli operai vi portavano in una gabbietta un canarino. Sin tanto che il canarino cantava e rimaneva vispo voleva dire che non era presente nell'aria una percentuale di monossido di carbonio letale ma il segnale di stordimento o di decesso dell'uccellino era input di fuga per pericolo di scoppi e di avvelenamento).

La stessa agenzia sopra citata prevede che la domanda di petrolio dei paesi OCSE sia piatta per il 2016.

### La domanda in Nord e Centro America

- Dopo aver sperimentato nove mesi consecutivi di crescita su base annua positiva, gli **Stati Uniti** hanno concluso l'anno con una domanda fluttuante, diminuita a causa di un forte calo della richiesta di GPL e di olio combustibile. Per quanto riguarda la domanda di benzina i consumatori più sensibili alle oscillazioni dei prezzi, ovvero gli automobilisti, si sono adeguati all'attuale livello dei prezzi e ne consegue un appiattimento degli stimoli all'utilizzo delle auto. Tra i principali indicatori di fiducia delle imprese di produzione, il Purchasing Managers Index (PMI) indica l'indebolimento della domanda di petrolio del settore industriale. Il totale delle forniture di petrolio agli Stati Uniti si sono attestate sui 19,4 mb/d, in aumento di 285 kb/d rispetto all'anno precedente. Per l'anno in corso l'EIA prevede un piccolo incremento fino a 19,5mb/d, con rallentamenti previsti nell'approvvigionamento di benzina e kerosene.
- In **Messico** le forniture di petrolio si sono sostanzialmente mantenute costanti rispetto all'anno precedente, seppur con tagli provenienti dall'utilizzo di olio combustibile. Al contempo la domanda nel settore della produzione di energia elettrica è stata minata da un particolare contributo negativo di utilizzo di carbone. La domanda messicana è prevista nel 2016 avere consegne medie di circa 2mb/d.

### La domanda in Europa

- La domanda di gasolio europeo è aumentata fortemente durante quasi l'intero 2015. Gli aumenti si sono avuti principalmente in Italia, Regno Unito e Turchia, che hanno compensato i rallentamenti in Spagna, Germania e Francia. In particolare, l'attività industriale del Regno Unito sta proseguendo un percorso di crescita che dura da quasi due anni e che sta influenzando gli incrementi di utilizzo di olio industriale.  
Per quanto riguarda invece i paesi in cui la domanda si sta contraendo, l'EIA prevede per la Spagna un calo di circa l'1% nel 2016, analogamente agli scenari delineati per Francia e Germania, che nello scordo mese di dicembre hanno registrato rispettivamente cali tendenziali del 5,3% e dell'1,4%.

### La domanda in Asia e Oceania

- Sul fronte asiatico si è assistito a un calo generale della domanda di petrolio. Dopo un calo di 15 kb/d nel 2015 a 8,1 mb/d, l'EIA prevede che le forniture di petrolio totali in Asia e Oceania scenderanno di ulteriori 25 kb/d nel 2016 a seguito del declino nel settore dei trasporti e del settore alimentare (in particolare in Giappone). Prima della fine del 2015 la regione ha subito cinque trimestri consecutivi di calo della domanda su base annua; tale calo è stato influenzato principalmente dalla contrazione dell'olio combustibile e degli altri prodotti destinati al settore energetico in Giappone.

Nel frattempo, gli aumenti della domanda nel 2015 di nafta e gasolio (diesel) si sono rivelate insufficienti per la stessa regione. Un ulteriore, seppur piccolo, calo della domanda giapponese, per -80 kb/d a 4,1 mb/d, è previsto per il 2016, sia attraverso il settore energetico che dei trasporti.

- In **Corea**, la domanda di petrolio è al contrario cresciuta nel 2015 (8,2% su base annua). La scala di crescita ha superato in maniera massiccia l'espansione globale della produzione industriale, che secondo le statistiche della Corea (aggiornate ad ottobre) è aumentata di circa l'1,5% rispetto all'anno precedente. La crescita della domanda coreana di petrolio ha raggiunto il picco durante la fase di calo dei prezzi, fornendo un ulteriore stimolo al consumo. A fronte di un aumento di circa 90 kb/d nel 2015, a 2,4 mb/d, è previsto tuttavia un calo nel 2016 (di circa 45kb/d) a causa di una riduzione della domanda di carburanti per il trasporto.

### **La domanda nei Paesi Non OCSE**

- Il 2015 è stato caratterizzato dall'aumento della domanda di petrolio da parte di **India** e **Cina**, per circa 1,4 mb/d a 48,8 mb/d. La regione ha registrato il maggiore incremento in due anni e mezzo, sostenuto dalla crescente domanda di benzina e, più recentemente, di gasolio e GPL (compreso l'etano). Per il 2016 le previsioni sono di una sostanziale stabilizzazione della domanda di greggio proveniente da questi paesi, che non troveranno quindi una spinta significativa dalla debolezza delle quotazioni di mercato.

### La domanda in Cina

- Il cambiamento strutturale tanto atteso per l'economia cinese - lontano dall'industria pesante, più attento alla domanda interna di beni e servizi - dovrebbe avere un impatto più debole sulla domanda di petrolio netta di quanto precedentemente previsto. Il FMI prevede un'espansione del 6,8% - ancora ben al di sotto della precedente tendenza quinquennale di circa l'8,6%. La domanda di benzina e GPL hanno avuto incrementi medi di 0,2 mb/d nel 2015 ed ha più che compensato l'espansione debole di gasolio e nafta; nonostante le aspettative economiche siano state precarie nell'anno, i consumatori cinesi hanno mantenuto livelli sufficientemente elevati di fiducia stimolando l'uso crescente di veicoli - sia stradali che aerei. La crescita della domanda di benzina è stata in media del 10,4% e per il kerosene del 19,1%; assieme al forte aumento di GPL nel paese come materia prima per il petrolchimico, si è rivelata più che sufficiente a compensare l'uso di petrolio industriale. Anche se gli incrementi netti sono stati chiaramente visibili nel comparto benzina, kerosene e GPL (compresi etano), anche la domanda di gasolio si stima aumenti nel 2016. La domanda cinese di diesel dovrebbe aumentare di circa il 4%.

### La domanda in Paesi Non-OECD

- In **India** la domanda ha registrato il suo più grande aumento sostenuta da una forte crescita della richiesta di gasolio, benzina e GPL. Le analisi del governo hanno mostrato una crescita della domanda del 17,5% su base annua, massimo degli ultimi 12 anni, trainata in particolare dal settore dei trasporti, che ha beneficiato di un incremento delle vendite di autovetture nel mercato interno del 22% su base annua (dati della Society of Indian Automobile Manufacturers) e di un programma infrastrutturale destinato alla costruzione di nuove strade. Un ulteriore incremento complessivo di circa 0,2 mb/d è previsto nel 2016, seppur in calo rispetto al 2015.
- Il **Brasile** sta vivendo una fase di brusca contrazione economica. Secondo i dati dell'Istituto di Geografia e Statistica, nel paese si è registrato un calo della produzione industriale del 10,9% alla fine di dicembre, mentre il PMI index di Markit è sceso a un minimo storico, 43,8 (ogni lettura inferiore a 50 indica l'ingresso in una contrazione economica). A causa di tali pressioni, la domanda di petrolio è destinata a

proseguire un percorso di contrazione, che non si interromperà nel corso del 2016.

- In **Russia** la domanda di petrolio per il 2015 mostra un calo di circa il 2%. Un ulteriore calo di circa l'1% è previsto nel 2016. Il FMI, nel World Economic Outlook, ha stimato che l'economia russa dovrebbe contrarsi dello 0,6% nel 2016.
- In **Arabia Saudita** invece la domanda di petrolio è tornata a salire, sostenuta dai guadagni consistenti dell'industria e del settore dei trasporti. Ad un tasso di 3,6 mb/d, il totale delle forniture di petrolio dell'Arabia Saudita sono aumentate di quasi il 5% rispetto allo scorso anno. Per il 2016 le proiezioni vedono in media una domanda pari a circa 3,2 mb/d, con un potenziale di spesa del regno saudita smorzato dai bassi livelli dei prezzi.

## Previsioni per il 2016 e 2017

Il quadro del mercato petrolifero è ad oggi articolato e incerto. Il cartello dell'OPEC si è trovato a fronteggiare una concorrenza dalla forza probabilmente imprevista e che sta mettendo in discussione la sua influenza sul mercato. L'innovazione dello shale oil (paradossalmente alimentata dai prezzi alti di cui hanno beneficiato a lungo i paesi esportatori) prima e il ritorno di grandi produttori quali l'Iran poi, stanno inondando il mercato di nuovo greggio senza che simultaneamente ci sia una crescita della domanda globale a fare da contraltare. Di fronte a questa situazione, l'approccio adottato dal cartello a partire dal 2014 è stato inizialmente sorprendente: mentre si attendeva il classico taglio della produzione per mantenere i prezzi ai livelli raggiunti e così i profitti dei paesi esportatori, la scelta è stata esattamente contraria, con un aumento della produzione che ha depresso le quotazioni del greggio. Nel tempo tale scelta è apparsa sempre meno sorprendente. L'obiettivo dell'OPEC è fare uscire dal mercato i nuovi produttori non convenzionali e indebolire la crescente concorrenza made in USA, che se con un petrolio sopra i 100\$ al barile avevano tutta la convenienza a investire nelle nuove (ma ancora onerose) tecnologie, ora si trovano con un prezzo che non permette di coprire i costi (appesantiti anche da quelli di finanziamento e avviamento delle attività) e che suggerisce di interrompere le proprie attività in attesa di tempi

migliori. Tuttavia, si è visto come i fallimenti di alcune società minori e la riduzione delle attività di trivellazione non stiano avendo effetti significativi nel breve termine in termini di riduzione dell'offerta di petrolio.

I risultati saranno visibili nel medio termine, quando la minor attività estrattiva avrà portato alla riduzione non solo della produzione di greggio, ma anche delle scorte che ad oggi sono a livelli massimi.

Allo stesso tempo il ritorno dell'Iran (per effetto della rimozione delle sanzioni a suo carico nell'ambito dei trattati sul nucleare) fa sì che il mercato si arricchisca di un nuovo competitor dalla grande capacità produttiva, che sembra avere tutte le intenzioni di riacquisire quote di mercato, incurante dell'attuale debolezza dei prezzi. La rivalità politica, non solo commerciale, con l'Arabia Saudita rende complicato ipotizzare un qualche accordo che permetta di limitare l'impatto del suo ritorno sul mercato.

Le previsioni per il 2016 sono dunque di un petrolio ancora debole, seppur in ripresa rispetto ai minimi di inizio anno. Dall'analisi dei fondamentali, emerge un divario tra offerta e domanda di petrolio, sbilanciato sul lato dell'offerta, eccessivamente ampio per essere riassorbito completamente nell'arco di 12 mesi. Tuttavia, il percorso verso il riequilibrio tra domanda e offerta comincerà a mostrare qualche primo dato confortante nel corso dell'anno.

Sulla base di questi elementi, le quotazioni sono viste per fine 2016 nel range compreso tra i 40 e i 45\$ al barile. La volatilità dovrebbe gradualmente ridursi, ma sarà ancora condizionata dalle aspettative alimentate dalle indiscrezioni e dichiarazioni inerenti le decisioni che i grandi produttori potranno prendere nei mesi a venire.

Offerta e domanda potranno convergere in modo più evidente verso un nuovo equilibrio nel medio termine, quando la produzione e gli stock di shale oil cominceranno a calare e la domanda globale avrà una graduale ripresa. Ciò nonostante, il processo sarà presumibilmente lento, considerata la debolezza della crescita economica e mondiale, che influenza negativamente l'aumento della domanda di materie prime. Il primo obiettivo di prezzo per il 2017 è dunque nell'intorno dei 50-55\$ al barile.

Di conseguenza, il mercato petrolifero è previsto in recupero ma ancora molto lontano dai livelli del 2014.

Lo scenario, soprattutto nel breve termine, potrebbe cambiare in presenza di un accordo tra i paesi OPEC e i principali produttori

*esterni al cartello*; in seguito al quale i prezzi potrebbero intraprendere un trend deciso al rialzo, con conseguente riduzione della volatilità e superamento prima di fine anno dell'obiettivo di 40-45\$.

Al contempo, un accordo sul taglio della produzione andrebbe in controtendenza con la politica perseguita negli ultimi due anni: il mercato riprenderebbe quota, facendo tirare un sospiro di sollievo anche a quei paesi dell'OPEC che stanno soffrendo a causa dei bassi livelli dei prezzi, ma permetterebbe ai concorrenti di tornare a produrre in condizioni di economicità. Si sarebbe quindi punto e a capo, con il petrolio concorrente sempre sul mercato e vanificando i "sacrifici" imposti dal cartello a partire dal 2014. Allora, nell'ottica dell'OPEC e dei suoi principali rappresentanti, è forse meglio proseguire con una guerra di prezzi (e di nervi), che mano a mano soffochi i competitor non convenzionali e impedisca ai rivali storici di acquisire quote di mercato considerevoli; per poi, alla fine, tornare ad avere la forte influenza sul mercato petrolifero che ha contraddistinto sempre la storia del cartello.

Eventuali decisioni contrarie, ovvero un ulteriore inasprimento della guerra di prezzi in atto, riporterebbero il mercato ai valori di inizio anno, annullando l'attuale ripresa delle quotazioni e deprimendo ulteriormente le aspettative future. Vediamo tuttavia basse probabilità che ciò si verifichi, in quanto gli effetti negativi sarebbero eccessivi anche per gli stessi paesi dell'OPEC, che già stanno affrontando crisi più o meno acute (con i paesi più ricchi che hanno per la prima volta adottato politiche di bilancio restrittive) e si troverebbero con deficit sempre più profondi e rischi di crisi sociali interne sempre più alte. Inoltre, i paesi che stanno già affrontando una crisi profonda, quali il Venezuela, si troverebbero irrimediabilmente in ginocchio e vicinissimi al default.

Per questi motivi i prezzi del greggio sono visti in recupero a partire già da quest'anno, ma la ripresa sarà lenta, accompagnata ancora per i prossimi mesi da una volatilità sopra la media e molto lontani dai valori cui il mercato si era abituato negli ultimi anni. Le aspettative potranno cambiare radicalmente solo in presenza di qualche evento esogeno, che però sembra essere distante.