

*Fino ad una decina di anni fa, la Gran Bretagna era totalmente autosufficiente per i suoi fabbisogni energetici. Fu proprio questa sua prerogativa a consentirle di sviluppare in piena autonomia e poi praticamente imporre all'UE il suo modello di liberalizzazione dei mercati del gas e dell'energia elettrica. Oggi il Regno Unito dipende dall'estero per quasi la metà delle sue esigenze energetiche ed il lavoro del nostro ex alunno dimostra con quanta caparbia cerchi di limitare l'inesorabile declino della sua produzione di idrocarburi.*

*Lasciando ad altri il commento sulla conformità alle norme europee di aiuti di stato all'industria del settore dell'entità descritta, l'analisi esposta sui costi di estrazione dei vari giacimenti della Piattaforma Continentale Britannica, dimostra quanto numerose siano le aree a rischio nell'attuale situazione del collassato mercato petrolifero. Per tutti i paesi produttori si prospetta quindi un periodo di importanti riflessioni e decisioni che andranno inevitabilmente oltre le scelte puramente tecniche per sconfinare in quelle politiche.*

## **Strategie di medio e lungo termine per una continua attività di esplorazione e produzione di idrocarburi nella Piattaforma Continentale Britannica**

*Di Stefano Bagalà: Studente Master in "Gestione delle Risorse Energetiche", III<sup>a</sup> Edizione*

### **1. Introduzione**

La Piattaforma Continentale Britannica costituisce una provincia a idrocarburi matura, con un'attività di esplorazione e produzione di circa quarant'anni, ma con tasso di produzione in declino (picco produttivo: 1,77 miliardi di barili d'olio equivalenti nell'anno 1999).

Secondo alcune stime geologiche, la Piattaforma conterrebbe ancora accumuli di idrocarburi per un totale compreso tra 15 e 24 miliardi di barili d'olio equivalenti (boe) (fonte: Oil & Gas UK) giustificando il perdurare dell'attività di esplorazione e produzione.

Infatti, l'industria petrolifera britannica si propone, nelle decadi seguenti, tre obiettivi principali:

- continuare ad investire nell'esplorazione e nello sviluppo di nuovi giacimenti di idrocarburi;
- aumentare il tasso di recupero di idrocarburi dai giacimenti esistenti;
- prolungare la vita delle infrastrutture esistenti (piattaforme, oleodotti, gasdotti).

La realizzazione di questi obiettivi deve tenere conto di alcuni importanti fattori:

- la scoperta e la produzione delle risorse rimanenti potrebbero rivelarsi complesse e quindi costose, per il fatto che queste potrebbero essere caratterizzate da un elevato rischio geologico (strutture geologiche profonde, campi ad alta pressione e temperatura, concentrazioni di idrocarburi relativamente piccole);

- tecnologie sempre più raffinate e all'avanguardia saranno necessarie nelle decadi seguenti per l'esplorazione e produzione di nuovi giacimenti, ma anche per l'aumento del tasso di recupero di idrocarburi da giacimenti maturi. Per questo, sarà sempre importante lo sforzo di innovazione tecnologica delle compagnie di servizi e più in generale della catena dell'indotto;
- il prolungamento della vita di esercizio delle infrastrutture (piattaforme di produzione, oleodotti e gasdotti) ben oltre le previsioni di progetto, richiederà importanti investimenti per la produttività e la sicurezza.

Alla luce di queste considerazioni, un'attività di esplorazione e produzione nella Piattaforma Continentale Britannica, prolungata alle decadi future, può essere sostenuta con:

- investimenti adeguati e sostenuti per l'esplorazione e la produzione;
- un regime fiscale mirato alla crescita industriale.

Tali interventi vanno concertati tra pubblico e privato: il Governo britannico, attraverso il Ministero del Tesoro ed il Dipartimento per l'Energia ed il Cambiamento Climatico (DECC) e le compagnie petrolifere.

Un prerequisito importante è inoltre un mercato finanziario internazionale stabile con elevata domanda di greggio e valori relativamente elevati del prezzo del petrolio al barile.

Lo scenario finanziario può essere commentato con la **Figura 1**.

Il prezzo del greggio del Mare del Nord (Brent) è rimasto al di sopra dei 90 dollari/ barile per tutto il periodo 2011 – 2012, con valori medi di 111 dollari al barile in questi due anni. Nel 2013, il prezzo medio annuo è calato leggermente, a 108,6 dollari al barile.

Queste variazioni sono da ricondursi principalmente a fattori di mercato globale e geopolitici. I fattori di mercato globale si riferiscono principalmente agli indicatori economici di Stati Uniti e Cina, i due più grandi consumatori di risorse petrolifere; i fattori geopolitici considerano eventi politici nello scenario mondiale che possono influenzare in qualche modo la domanda e le forniture di greggio. Un esempio è dato dalla guerra civile in Libia del 2011.

**Figura 1. Prezzi del greggio Brent e West Texas Intermediate (2008 – 2014)**



Fonte: EIA

Lo scenario del prezzo del greggio al di sopra dei 90 dollari al barile nel lungo periodo giustifica gli investimenti richiesti per sostenere l'attività di esplorazione e produzione nella Piattaforma.

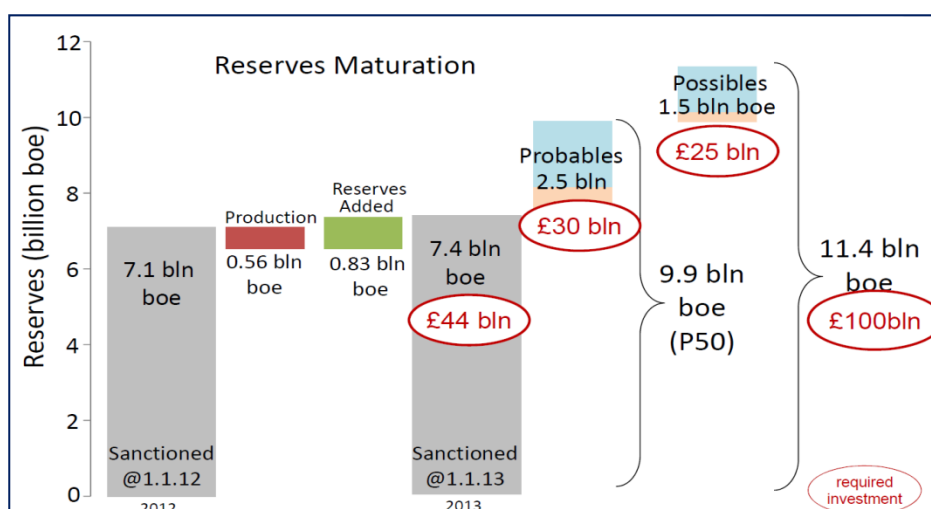
È tuttavia interessante ricordare a questo punto il recentissimo crollo del prezzo del Brent, iniziato tra la fine di ottobre e l'inizio di novembre 2014, che ha fatto registrare un prezzo di 46,20 dollari al barile il 13 gennaio di quest'anno. Questo calo del prezzo influirà quasi sicuramente sull'attività esplorativa e produttiva della Piattaforma, quantunque sia ancora relativamente prematuro cercare quantificarne gli effetti.

## 2. Previsione degli investimenti

La **Figura 2** mostra una previsione degli investimenti necessari al sostegno della produzione nel settore britannico del Mare del Nord.

All'inizio del 2013, le riserve provate nella Piattaforma Continentale Britannica ammontavano a 7,4 miliardi di barili di olio equivalenti (boe). Queste erano costituite da 7,1 miliardi di riserve provate all'inizio del 2012, più 0,83 miliardi di riserve provate aggiunte nel corso del 2012, a cui si deve sottrarre la produzione dello stesso anno, pari a 0,56 miliardi. La scoperta di questi 7,4 miliardi di riserve provate ha richiesto un totale di 44 miliardi di sterline di investimenti. A queste vanno aggiunti 2,5 miliardi di barili di olio equivalenti di riserve probabili, che richiederebbero investimenti per 30 miliardi di sterline per la loro maturazione, cioè per essere ulteriormente definite e convertite in riserve provate. Infine, le riserve possibili ammontano a 1,5 miliardi di boe e richiederebbero un investimento di 25 miliardi di sterline per la loro maturazione. Si giunge così ad un totale di 11,4 miliardi di boe di riserve provate, per un totale di 100 miliardi di sterline di investimenti.

**Figura 2. Proiezione degli investimenti e definizione delle riserve, per uno scenario del prezzo del greggio di 90 dollari al barile**



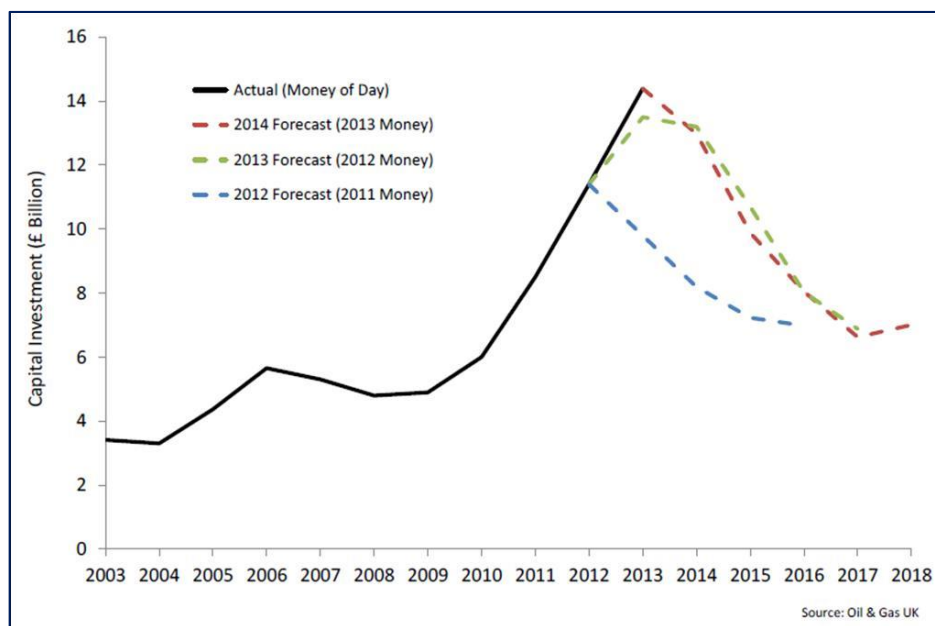
Fonte: Oil & Gas UK

In questo scenario s'inserisce il dato degli investimenti dell'industria petrolifera per il 2013: spese per capitale (*capital investments*) per un totale di 14,4 miliardi di sterline costituiscono, per la Piattaforma Continentale Britannica, il record assoluto in termini di valore reale (valore normalizzato, comparabile) e dimostrano il continuo interesse degli operatori.

La **Figura 3** mostra le più recenti proiezioni delle spese per capitale annue, quantificate in base ai valori dell'inflazione rispettivamente al 2011, 2012 e 2013.

Questa proiezione anticiperebbe un valore attorno ai 10 miliardi di sterline fino al 2015, quindi un calo a 7 – 8 miliardi negli anni 2016 - 2017. Questo valore di investimenti dovrebbe in teoria essere ottimale per una continua attività produttiva. Infatti, investimenti per capitale attorno ai 6 – 8 miliardi di sterline annui, non sarebbero sufficienti a sostenere i tassi di produzione correnti, né un adeguato programma di manutenzione delle infrastrutture di produzione. D'altra parte, spese totali per capitale annue superiori a quelle correnti potrebbero generare fenomeni inflativi aggiuntivi, con maggiore incidenza sui costi di produzione.

**Figura 3. Proiezione delle spese di capitale quantificate in base all'inflazione (2011, 2012 e 2013)**



Fonte: Oil & Gas UK

A questo punto è interessante analizzare il ruolo del regime fiscale nel favorire questo scenario di importanti investimenti sostenuti nel tempo.

### 3. L'industria petrolifera britannica: regime fiscale e incentivi alla produzione

Per i vari operatori, è innanzitutto importante poter contare su un regime fiscale stabile, senza cambiamenti da un anno all'altro, in modo da poter pianificare, con relativa certezza, investimenti a lungo termine.

Questo è un aspetto molto importante, che nel passato non è stato sempre recepito dal Tesoro Britannico, con sensibili conseguenze nell'attività di esplorazione, come vedremo più avanti.

Si rendono inoltre necessarie delle agevolazioni fiscali, che stimolino l'attività esplorativa e produttiva in un bacino maturo, caratterizzato da accumuli di idrocarburi sempre più complessi e costosi da sviluppare.

Il Governo britannico ha recepito questa esigenza ed ha varato una serie di sgravi di imposta (*field allowances*) relativi all'attività di sviluppo di differenti tipologie di giacimento.

Tale sgravi consistono in una riduzione della cosiddetti Tassa Supplementare (*Supplementary Charge*), una tassa annua applicata alla produzione di idrocarburi e pari al 32% dei profitti. La **Tabella 1** ne mostra un prospetto.

**Tabella 1. Sgravi fiscali per attività di sviluppo nella Piattaforma Continentale Britannica**

Tipo	Valore	Criterio di ammissibilità	Data di introduzione
Altissima pressione e temperatura	Fino a 800 milioni di sterline	Pressioni di giacimento maggiori di 862 bar e temperature sopra i 166 gradi Celsius	Marzo 2009
Olio ad altissima viscosità	800 milioni di sterline	Olio a densità sotto i 18 gradi API e viscosità maggiore di 50 centipoise alle condizioni di giacimento	Marzo 2009
Giacimenti di gas in acque profonde	Fino a 800 milioni di sterline	Profondità maggiori di 300 metri. Riserve di gas maggiori del 75 %. Esigenza di una nuova condotta lunga più di 60 chilometri.	Gennaio 2010
Piccoli giacimenti	Fino a 150 milioni di sterline	Riserve recuperabili fino a 50 milioni di boe	Marzo 2012
Grandi giacimenti di petrolio in acque profonde	3000 milioni di sterline	Riserve recuperabili tra 300 milioni e 400 milioni di boe	Marzo 2012
Grandi giacimenti di gas in acque basse	Fino a 500 milioni di sterline	Riserve recuperabili tra 10 e 25 miliardi di metri cubi. Più del 95 % delle riserve costituito da gas. Il giacimento è a profondità d'acqua minore di 30 metri.	Luglio 2012
Sviluppo di nuove riserve in vecchi giacimenti	Tra 250 milioni e 500 milioni di sterline	Spese per capitale maggiori di 60 sterline per 10 boe aggiuntivi. Progetto approvato dal Dipartimento dell'Energia e Cambiamento Climatico con un supplemento all'originale piano di sviluppo del giacimento.	Settembre 2012

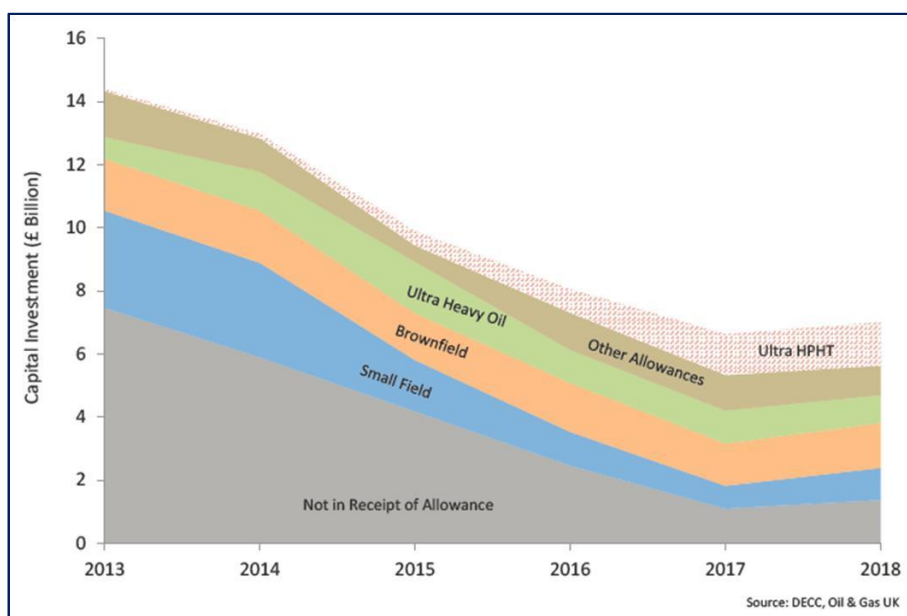
In genere, l'ammontare di tali sgravi fiscali permette una consistente riduzione della *Supplementary Charge* per un periodo di circa cinque anni dall'inizio dell'attività produttiva di un giacimento.

La **Figura 4** mostra la distribuzione e la previsione delle spese in conto capitale incentivate dai vari sgravi fiscali.

È importante notare che circa 7 miliardi di spese per capitale nel 2013, sono stati incentivati dai vari tipi di sgravi fiscali.

Inoltre, da un punto di vista previsionale, sembra evidente che un ammontare sempre maggiore di spese per capitale, sia da correlarsi all'applicazione degli sgravi fiscali.

**Figura 4. Investimenti correlati alle diverse tipologie di sgravi fiscali**



Nella figura sono rappresentati gli investimenti correlati alle diverse tipologie di sgravi fiscali per campi ad altissima pressione e temperatura; giacimenti ad olio di altissima viscosità; vecchi giacimenti; piccoli giacimenti; altre tipologie. In grigio, le spese in conto capitale non correlate a sgravi fiscali.

Fonte: Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico; Oil & Gas UK

Tra le diverse tipologie di sgravi fiscali elencate nella Tabella 1, quella legata allo sviluppo di nuove riserve in vecchi giacimenti, la cosiddetta *Brown Field Allowance*, ha permesso, dalla sua introduzione, spese per capitale di 3 miliardi di sterline in vecchi giacimenti, con un incremento totale delle riserve provate di 300 milioni di boe.

La **Tabella 2** elenca alcuni dei principali investimenti in corso.

**Tabella 2. Principali investimenti in corso nella Piattaforma Continentale Britannica**

Operatore	Progetto	Tipologia	Riserve (milioni di boe)	Investimenti (miliardi di sterline)	Inizio Produzione
Apache	Forties	Sviluppo di nuove riserve	174 (aggiuntivi)	2.7	2014
BP	Clair Ridge	Nuovo giacimento	640	4.5	2017
Premier Oil	Catcher	Nuovo giacimento	96	1.5	2017
Statoil	Mariner	Nuovo giacimento	400	4.3	2017
Talisman Sinopec Energy UK	Montrose Arbroath	Sviluppo di nuove riserve	100 (aggiuntivi)	1.6	2016
Total	Laggan - Tormore	Nuovo giacimento	230	3.3	2015

Se il panorama degli investimenti ed il regime fiscale sembrano incoraggiare una prolungata attività di esplorazione e produzione, ci sono tuttavia alcuni aspetti critici che giocano a sfavore e che dovrebbero essere considerati e possibilmente risolti nel più breve termine possibile. Essi sono:

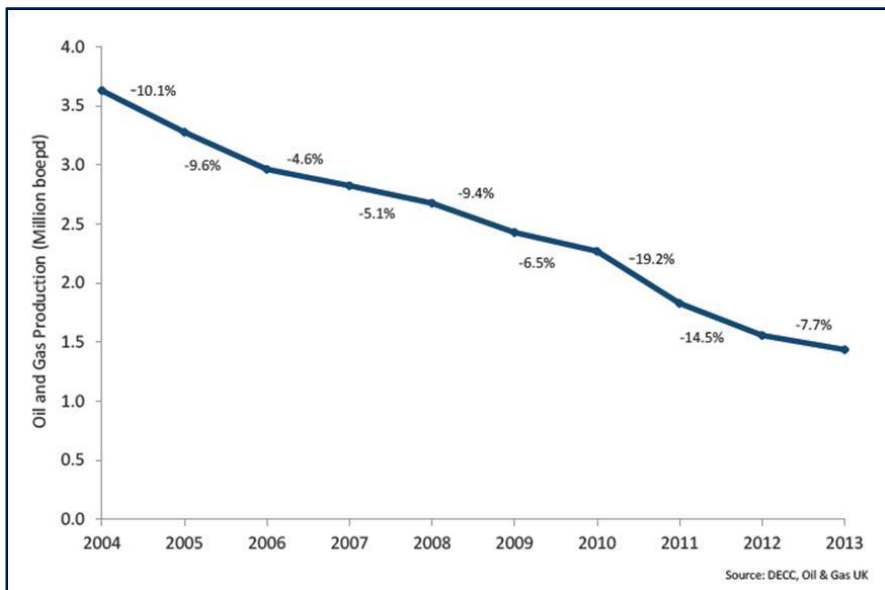
- calo della produzione di idrocarburi su base annua;
- aumento dei costi operativi;
- calo dell'attività esplorativa;
- costi dello smantellamento delle infrastrutture di produzione, il cosiddetto *decommissioning*.

#### **4. Produzione di idrocarburi nella Piattaforma Continentale Britannica**

A fronte dei notevoli investimenti previsti, la produzione di idrocarburi nella Piattaforma Continentale Britannica è andata progressivamente diminuendo con tassi annui preoccupanti.

La Figura 5 mostra l'andamento della produzione dal 2004 al 2013 evidenziando come elevati cali di produzione sono stati registrati nel 2011 e 2012, con decrementi del 19,2% e del 14,5% rispettivamente. Il 2013 ha fatto segnare un miglioramento, con un calo di produzione contenuto al 7,7% ed in linea con gli anni pre 2011. Questo rallentamento del declino produttivo è dovuto al fatto che ben 13 giacimenti hanno iniziato a produrre in quell'anno. In termini assoluti, la produzione totale di idrocarburi nel 2013 è stata di 524 milioni di boe, con una media di 1,44 milioni di boe al giorno.

**Figura 5. Grafico della produzione di idrocarburi dalla Piattaforma Continentale Britannica, in milioni di boe al giorno**



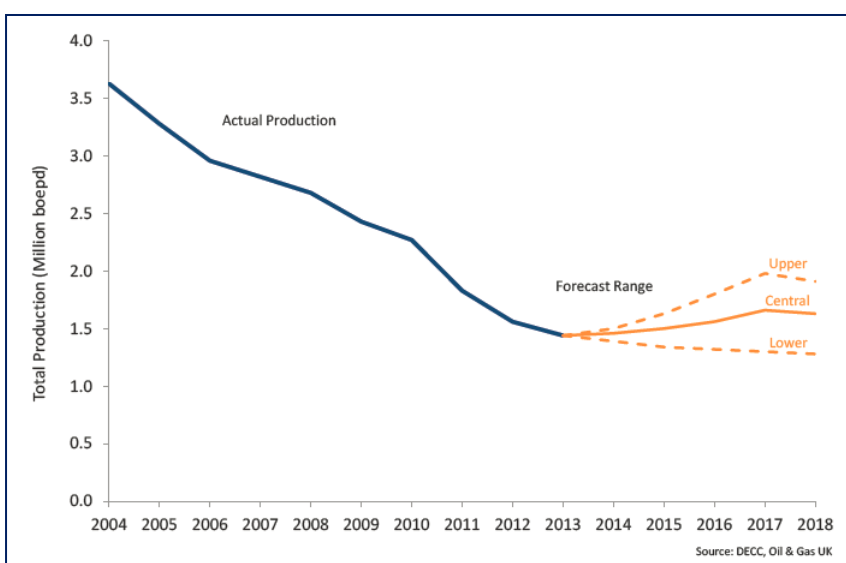
*Si notino nel grafico i bruschi cali di produzione relativi al 2011 e al 2012.*

Fonte: Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico; Oil & Gas UK

Dati di produzione relativi alla prima metà del 2014, mostrano un incremento produttivo dell'1% rispetto ai dati della prima metà del 2013.

Già nel 2014, e in maggior misura negli anni a venire, le previsioni di produzione mostrano gli effetti degli importanti investimenti in corso o previsti, con un leggero incremento della produzione negli anni 2014 – 2017, quindi un andamento costante almeno per il 2017 – 2018. Si veda il profilo centrale di previsione nella **Figura 6**.

**Figura 6. Previsioni di produzione**



*Si noti l'inversione di tendenza, nel profilo di previsione centrale, per gli anni 2014 – 2017, con un leggero aumento della produzione, dovuto all'effetto degli investimenti in atto o previsti.*

Fonte: Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico; Oil & Gas UK



Previsioni sulla produzione oltre il 2018 sono al momento molto generiche. È tuttavia possibile immaginare che una produzione sostenuta oltre il 2018 richiederà necessariamente una revisione del regime fiscale, in termini ancora più favorevoli ai vari operatori, ma anche l'adozione sempre più diffusa di tecnologie per l'aumento del tasso di recupero di idrocarburi, la cosiddetta *Enhanced Oil Recovery* (EOR).

## 5. Costi Operativi

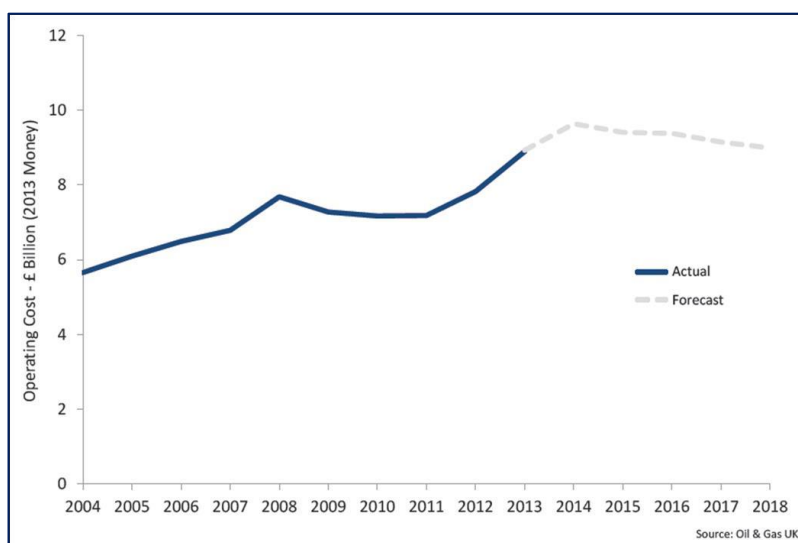
Un altro fattore critico rispetto ad una prolungata attività produttiva della Piattaforma Continentale Britannica è dato dal rapido aumento dei costi operativi.

I costi operativi qui considerati, comprendono:

- costi legati alla normale attività di produzione;
- costi legati al miglioramento dell'efficienza produttiva;
- costi legati alla manutenzione delle infrastrutture produttive;
- costi legati all'estensione della vita produttiva dei giacimenti, la cosiddetta *Enhanced Oil Recovery*.

I costi operativi nella Piattaforma Continentale Britannica hanno raggiunto un valore record di 8,9 miliardi di sterline nel 2013, il 15,5% in più rispetto al 2012. L'andamento di tali costi ha registrato un forte incremento nel 2008 e quindi una certa stabilità per circa 3 anni. Fenomeni inflattivi hanno caratterizzato i forti rialzi di 2012 e 2013, con previsioni per il 2014 al disopra dei 9,5 miliardi. La **Figura 7** ne mostra l'andamento, con previsioni per il periodo 2014 – 2018. Si noti la previsione del massimo nel 2014, e quindi un possibile, progressivo decremento.

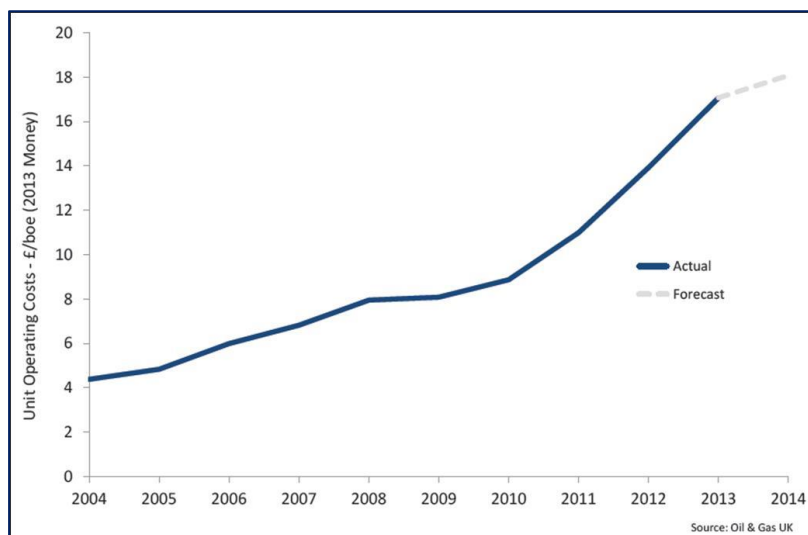
**Figura 7. Andamento dei costi operativi per la Piattaforma Continentale Britannica e previsioni (2014 – 2018)**



Fonte: Oil & Gas UK

Gli elevati costi operativi, combinati ai recenti dati di declino della produzione, costituiscono un quadro allarmante. La combinazione di questi dati si può esprimere con il parametro Costo Operativo Unitario (*Unit Operating Cost*), in sterline/boe. Nel 2013, il Costo Operativo Unitario medio è stato pari a 17 sterline/boe, più elevato del 62% rispetto al valore 2011 (10,50 sterline/boe). La **Figura 8** ne mostra l'andamento.

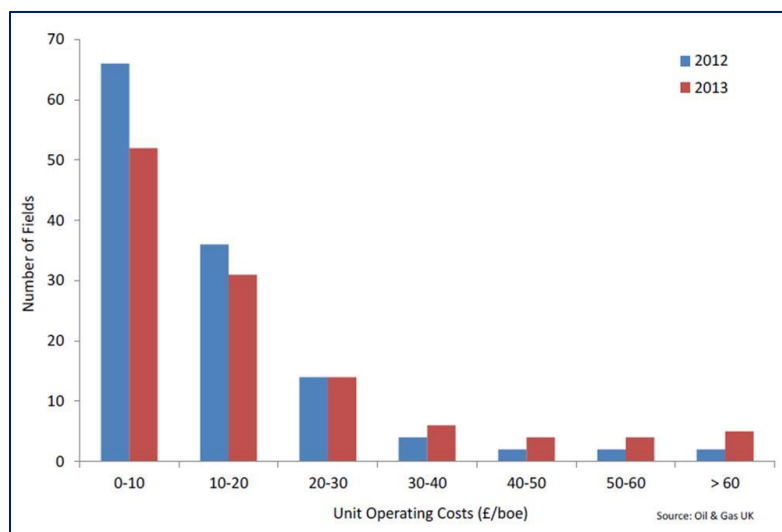
**Figura 8. Andamento del Costo Operativo Unitario**



Fonte: Oil & Gas UK

La Figura 9 mostra invece l'intervallo completo dei Costi Operativi Unitari per gli anni 2012 e 2013. Si noti l'aumento, da 10 a 19, del numero di giacimenti con Costo Operativo Unitario maggiore o uguale a 30 sterline/boe.

**Figura 9. Distribuzione del costo operativo unitario tra i giacimenti della Piattaforma Continentale Britannica**



Fonte: Oil & Gas UK

L'aumento dei costi operativi registrati nell'ultimo triennio non è chiaramente sostenibile nel medio – lungo periodo, e potrebbe causare la prematura chiusura e *decommissioning* dei giacimenti più costosi. Qualora si verificasse l'aumento produttivo previsto per gli anni 2014 – 2017 (Figura 6), anche attraverso un aumento dell'efficienza produttiva, esso avrebbe un benefico effetto sul valore del Costo Operativo Unitario per diversi giacimenti.

Vediamo ora l'andamento dell'attività esplorativa nella Piattaforma Continentale Britannica.

## 6. Esplorazione

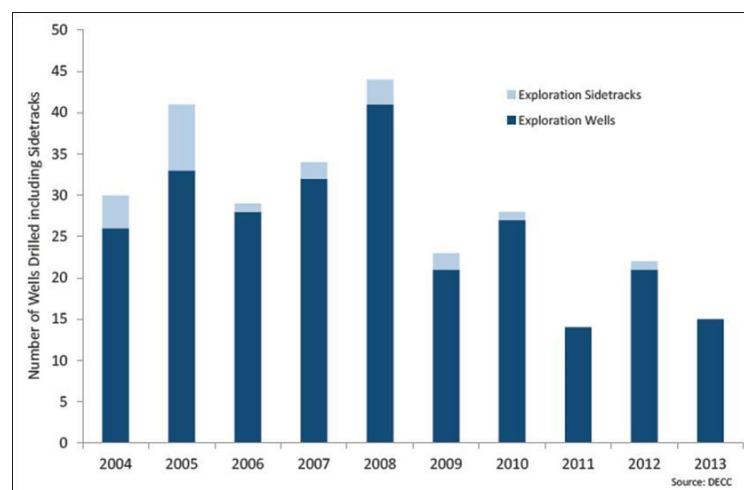
Anche l'esplorazione assume un ruolo critico, dal momento che attraverso essa è possibile sostituire, in maniera teoricamente continua ed efficiente, le riserve di idrocarburi prodotte di anno in anno.

L'attività esplorativa nella Piattaforma Continentale Britannica è fortemente influenzata da alcuni fattori:

- la disponibilità di piattaforme di perforazione, che assicurino lo svolgimento della campagna esplorativa;
- competizione interna, nell'ambito di un singolo operatore, con progetti di sviluppo e produzione;
- fattori macro – economici come il prezzo del greggio al barile;
- l'accesso ad adeguate fonti di finanziamento da parte degli operatori;
- l'andamento dei costi di perforazione, espressi come costo giornaliero delle piattaforme di perforazione.

Durante il 2013 sono stati perforati 15 pozzi esplorativi, in conformità con un preoccupante decremento dell'attività. Nel periodo 2009 – 2013 sono stati perforati in media 20 pozzi esplorativi l'anno, in calo rispetto al periodo 2004 – 2008 che ha registrato un tasso medio di 35 pozzi esplorativi l'anno. La **Figura 10** mostra il grafico dei pozzi esplorativi per anno, dal 2004 al 2013.

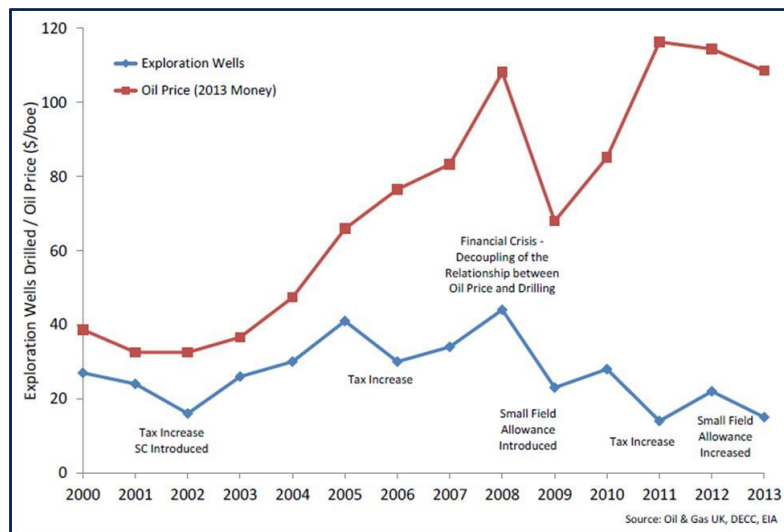
**Figura 10. Numero di pozzi esplorativi, inclusi pozzi divergenti (sidetrack), per anno**



Fonte: Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico

L'andamento dell'attività esplorativa può essere ben compreso con il grafico che confronta il numero di pozzi esplorativi per anno con l'andamento del prezzo del greggio, **(Figura 11)**. Si può notare come negli anni l'attività esplorativa subisca variazioni consistenti con la variazione del prezzo del petrolio. Divergenze si riscontrano anche in periodi di instabilità fiscale, come nel 2002, con l'introduzione della tassa *Supplementary Charge*, al 10%; nel 2006, con l'aumento al 20%, ed infine nel 2011, con l'aumento della tassa al 32%. Nel periodo 2009 – 2013, si osserva la completa divergenza tra le due curve, per l'effetto combinato della crisi finanziaria, il calo del prezzo del greggio e lo sfavorevole regime fiscale del 2011.

**Figura 11. Numero di pozzi esplorativi per anno confrontati con il prezzo del greggio**



Fonte: Oil & Gas UK; Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico; EIA

L'incidenza dell'attività esplorativa si può quantificare con l'ammontare di riserve scoperte. Nel periodo 2010 – 2013 sono state scoperte riserve per circa 0,5 miliardi di boe, mentre nel periodo 2005 – 2008, a più intensa attività esplorativa, sono stati scoperti 1,5 miliardi di boe. Si deve concludere che l'attività produttiva risentirà, negli anni a venire, delle minori riserve scoperte nell'ultimo periodo.

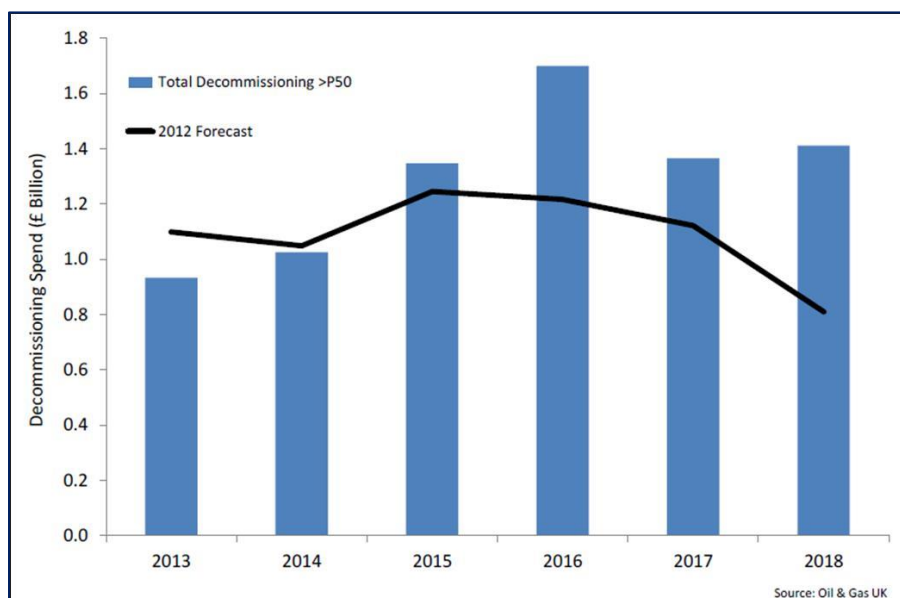
## 7. Decommissioning

Ultimo fattore qui considerato, seppure non di minore importanza, è lo smantellamento delle infrastrutture al termine della fase produttiva, il cosiddetto *decommissioning*.

Il *decommissioning* ha costi importanti che devono essere considerati tra i costi di capitale, nella fase di sviluppo di un giacimento o di un'area. Il *decommissioning* nella Piattaforma Continentale Britannica interesserà un numero imponente di infrastrutture: circa 475 installazioni produttive, 10.000 chilometri tra gasdotti e oleodotti, 15 terminali petroliferi e 5.000 pozzi. Si stima che l'ammontare delle spese di *decommissioning* sarà di 37 miliardi di sterline, dal 2014 al 2040, più 3,6 miliardi di sterline previsti per il *decommissioning* di infrastrutture ancora da sviluppare, e che dovrebbero incidere sui costi degli operatori dopo il 2040, per la maggior parte. Nel 2013 le spese di

*decommissioning* sono state pari a 900 milioni di sterline. Le previsioni (**Figura 12**) indicano una spesa media annua di 1,3 miliardi di sterline, con un picco di 1,7 miliardi nel 2016.

**Figura 12. Previsione delle spese di decommissioning per la Piattaforma Continentale Britannica**



Fonte: Oil & Gas UK.

Le spese di *decommissioning*, seppure dilazionate nel tempo, gravano sul progetto di sviluppo di un giacimento. Per questa ragione, anche per il *decommissioning* sono stati previsti sgravi fiscali. La legge *Finance Act 2013*, ha permesso l'introduzione dei *Decommissioning Relief Deeds*, contratti stipulati tra il Tesoro Britannico e gli operatori, che garantiscono che gli sgravi fiscali saranno disponibili, per una determinata infrastruttura o giacimento, al momento del *decommissioning*. La certezza del regime fiscale del *decommissioning*, e quindi dei suoi costi, permette la vendita dei giacimenti maturi e nuovi investimenti volti ad allungarne la vita produttiva (definizione/maturazione di riserve probabili/possibili; miglioramento del tasso di recupero degli idrocarburi).

## 8. Osservazioni conclusive

In conclusione, l'attività produttiva di medio e lungo termine nella Piattaforma Continentale Britannica sembrerebbe essere agevolata dagli importanti investimenti previsti negli anni a venire, ma anche dagli sgravi fiscali, previsti per varie tipologie di giacimenti dal Tesoro Britannico. Esistono tuttavia delle criticità che potrebbero compromettere tale attività:

- **Produzione.** La produzione di idrocarburi nella Piattaforma Continentale Britannica è andata calando a tassi preoccupanti negli ultimi anni. Questo andamento, potrebbe nel breve termine scoraggiare ulteriori investimenti;
- **Costi operativi.** Si assiste ad un progressivo elevato aumento dei costi operativi. Questo rialzo incontrollato dovrebbe essere senz'altro mitigato, altrimenti lo

sviluppo di nuovi giacimenti risulterebbe non economico, e si potrebbe assistere anche al prematuro *decommissioning* di giacimenti maturi che diventerebbero nel breve termine non più economicamente produttivi;

- **Esplorazione.** L'attività esplorativa subisce in maniera quasi immediata gli effetti di cambiamenti nel regime fiscale, dei costi, o di cambiamenti macro – economici (crisi finanziarie e prezzo del greggio). Nella Piattaforma Continentale Britannica ciò ha dato luogo ad un progressivo decremento dell'attività esplorativa. Questo ha portato ad una limitata sostituzione delle riserve di idrocarburi prodotte e quindi inciderà sull'andamento della produzione futura.

Un'azione congiunta di Governo Britannico, operatori e compagnie dell'indotto sarebbe auspicabile. Un'azione che mitigasse le criticità sopra elencate, con urgenza, considerando soprattutto il recente crollo del prezzo del greggio, che rende la Piattaforma Continentale Britannica un'area di esplorazione e produzione scarsamente competitiva e quindi relativamente meno attraente per gli investitori.