



**UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA**  
**DIPARTIMENTO DI SCIENZE ECONOMICHE E AZIENDALI**  
**"MARCO FANNO"**

**DIPARTIMENTO DI SCIENZE STATISTICHE**  
**CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN ECONOMIA**  
**INTERNAZIONALE**  
*LM-56 Classe delle lauree magistrali in SCIENZE DELL'ECONOMIA*

Tesi di laurea

**"Petrolio di scisto. La rivoluzione americana del 21° secolo"**

*"Shale Oil. The American Revolution of the 21st Century"*

Relatore:  
Prof. GUSEO RENATO

Laureando:  
KARADZHOV GALIN


Anno Accademico 2014-2015



Il candidato dichiara che il presente lavoro è originale e non è già stato sottoposto, in tutto o in parte, per il conseguimento di un titolo accademico in altre Università italiane o straniere.

Il candidato dichiara altresì che tutti i materiali utilizzati durante la preparazione dell'elaborato sono stati indicati nel testo e nella sezione "Riferimenti bibliografici" e che le eventuali citazioni testuali sono individuabili attraverso l'esplicito richiamo alla pubblicazione originale.

Firma dello studente

SALIN KARADZHOV 



## SOMMARIO

In questa tesi di laurea verrà analizzata la produzione del petrolio greggio e del gas naturale negli Stati Uniti nel periodo 1859 - 2014. L'attenzione viene focalizzata sul *boom* nell'estrazione del gas e petrolio di scisto grazie alla diffusa implementazione della tecnologia avanzata del cosiddetto *fracking*, la combinazione di fratturazione idraulica (*hydraulic fracturing*) e perforazione orizzontale (*horizontal drilling*), che ha reso possibile l'estrazione di quantità sempre maggiori direttamente dalle rocce madri. Un notevole passo avanti ingegneristico che ha permesso agli Stati Uniti di competere con i più grandi paesi produttori di petrolio a livello mondiale. Lo *shale oil* è diventato una vera rivoluzione americana!

L'obiettivo di questo lavoro è la previsione di un possibile futuro dello *shale oil* americano, visto il recente collasso dei prezzi del petrolio, una conseguenza dovuta principalmente alla manovra dei paesi dell'OPEC, a partire dall'Arabia Saudita. La domanda principale che ci si pone è *se la tecnologia del fracking confligge così tanto con la convenienza economica a portarla avanti? I produttori di petrolio americani riusciranno a mantenere la crescita produttiva agli stessi livelli anche nel 2015?*

La strumentazione tecnica che viene utilizzata per lo studio delle serie storiche del petrolio e del gas naturale è un'applicazione di diversi modelli di diffusione tutti basati a partire dal modello sviluppato da F. Bass (1969). Si tratta di modelli di regressione non lineare che nella storia hanno dimostrato di essere particolarmente efficaci nell'analisi statistica dei processi di diffusione. Tali modelli sono stati ampiamente utilizzati nelle previsioni, in particolare dei nuovi prodotti e della tecnologia.

## ABSTRACT

In this thesis, the production of crude oil and natural gas in the United States will be analyzed in the period 1859 - 2014. The attention is focused on the boom in the extraction of gas and oil shale due to the widespread implementation of the advanced technology of so called *fracking*, the combination of *hydraulic fracturing* and *horizontal drilling*, which made it possible to extract ever greater amounts directly from the source rocks. This is a significant engineering step forward which has allowed the United States to compete with the biggest oil producing countries in the world. Shale oil has become a real American Revolution!

The aim of this work is to forecast the possible future of American shale oil, given the recent collapse in oil prices, a result due to the maneuvering of the OPEC countries and mainly from Saudi Arabia. The question that arises is *whether the technology of fracking conflicts that much with the economic advantage to take it forward? Are the American oil producers able to maintain the production growth at the same level even in 2015?*

The instrumentation technique that is used for the study of the series history of crude oil and natural gas is an application of different diffusion models all based on the model developed by F. Bass (1969). They are patterns of non-linear regression which in the history have proven to be particularly effective in the statistical analysis of the diffusion processes. These patterns have been widely used in the forecasting, especially of new products and technology.



# INDICE

Sommario.....	2
Introduzione .....	9
<b>Capitolo I - Storia dell'industria petrolifera e introduzione della tecnologia del petrolio e del gas naturale di scisto negli Stati Uniti.....</b>	<b>11</b>
1.1. Storia dell'industria petrolifera .....	12
1.1.1. Storia dell'industria petrolifera negli Stati Uniti .....	12
1.1.2. Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) .....	15
1.2. Tecnologie di estrazione non convenzionali.....	16
1.2.1. Cosa è il petrolio e il gas di scisto? .....	16
1.2.2. Come funziona lo hydraulic fracturing?.....	20
1.2.3. Cosa sono gli horizontal wells ed il pad drilling? .....	21
1.2.4. Costi di estrazione e tasso di declino della produzione .....	21
1.2.5. Conseguenze ambientali e impatti sulla salute .....	22
<b>Capitolo II - Livelli di produzione dello shale americano e la contromanovra dell'OPEC.....</b>	<b>23</b>
2.1. Il boom del petrolio di scisto americano.....	24
2.2. La rivoluzione del petrolio di scisto è in pericolo .....	26
2.3. Si vede la luce nel tunnel? .....	28
<b>Capitolo III - Modelli di diffusione delle innovazioni e metodi di stima dei parametri dei modelli non lineari.....</b>	<b>31</b>
3.1. Modelli di diffusione delle innovazioni .....	32
3.1.1. Modello di Bass standard .....	32
3.1.2. Soluzione del modello di Bass.....	33
3.1.3. Il modello di Bass, Krishnan e Jain, GBM.....	35
3.1.3.1. Impulsi esponenziali .....	36
3.1.3.2. Impulsi rettangolari .....	36
3.1.3.3. Impulsi misti .....	36
3.1.4. Space - Bass standard model (SpaceBM3Bemm).....	37
3.1.4.1. Space - Bass standard model (SpaceBM3trasl2Bemm).....	37

3.1.5. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BMtrasl).....	38
3.1.5.1. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BM2trasl2) .....	38
3.2. Metodi di stima dei parametri dei modelli non lineari.....	38
3.2.1 Regressione non lineare - i minimi quadrati non lineari .....	38
3.2.2. Il metodo di Gauss - Newton .....	39
3.2.3. Il metodo di Levenberg - Marquardt.....	40
3.2.4. Processi stocastici .....	40
3.2.4.1. Processo rumore bianco (white noise).....	41
3.2.4.2. Processo a media mobile - MA(q).....	41
3.2.4.3. Processo Autoregressivo - AR(p).....	42
3.2.4.4. Processo Autoregressivo a media mobile - ARMA(p,q) .....	42
<b>Capitolo IV - Analisi statistica della produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti.....</b>	<b>45</b>
4.1. Parte prima - dati osservati annuali fino al 2013 .....	47
4.1.1. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BMtrasl).....	48
4.1.2. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BM2trasl2).....	53
4.2. Seconda parte - dati osservati annuali aggiornati al 2014 .....	56
4.2.1. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BM2trasl2).....	56
4.2.2. Dati mensili (Gennaio1859 - Aprile 2015) .....	60
4.3. Considerazioni finali .....	62
<b>Capitolo V - Analisi statistica della produzione di gas naturale negli Stati Uniti.....</b>	<b>65</b>
5.1. Space - Bass standard model (SpaceBM3Bemm).....	67
5.2. Space - Bass standard model (SpaceBM3trasl2Bemm) .....	72
5.3. Considerazioni finali .....	77
<b>Conclusione.....</b>	<b>79</b>
<b>Appendice .....</b>	<b>81</b>
<b>Riferimenti bibliografici .....</b>	<b>95</b>



# INTRODUZIONE

La produzione odierna di energia è di interesse a livello mondiale. Quasi tutte le industrie dipendono da diverse fonti di energia per poter operare. Nuove e alternative tecniche per un utilizzo più efficiente delle risorse energetiche e l'esplorazione di nuovi giacimenti e fonti di energia, sono gli aspetti che debbono essere considerati in modo da poter sviluppare una politica energetica che possa contribuire a soddisfare le aspettative presenti e future. I mercati energetici di oggi sono dominati da un notevole aumento della domanda di energia a causa della forte crescita economica nei paesi in via di sviluppo. La risorsa più importante impiegata nelle attività del mondo moderno, i combustibili fossili, sta per esaurirsi, secondo le ultime previsioni. Il cambiamento climatico rappresenta un altro problema di grande rilievo. Le emissioni incrementalmente di biossido di carbonio a causa del nostro uso dell'energia fossile, stanno cambiando il clima e le temperature sono in continuo aumento.

L'evoluzione umana e sociale negli ultimi secoli della storia è stata resa possibile dalla disponibilità di varie risorse energetiche. Di queste, il petrolio greggio svolge un ruolo fondamentale non solo per lo sviluppo economico e la crescita di una nazione, ma è considerato un fattore fondamentale per la crescita di molti settori economici. Il totale dei consumi energetici è frazionabile in varie componenti: trasporti, usi residenziali, commerciali, manifatturieri, nell'agricoltura, ecc.. Il petrolio e i prodotti petroliferi sono il segmento più importante del settore del consumo energetico negli Stati Uniti, rappresentando il 49% del volume totale del settore. Il segmento del gas naturale rappresenta un ulteriore 23% del settore.

Non è un segreto che il petrolio sia ora una risorsa naturale che viene rapidamente utilizzata e consumata nei cicli produttivi. Si sono stati fatti diversi sforzi per trovare un possibile sostituto. Le riserve di petrolio di scisto (shale oil) risultano un'importantissima risorsa sostitutiva del petrolio convenzionale. Secondo le stime dell'U.S. Institute for Energy Research (IER), il totale delle riserve di shale oil tecnicamente recuperabile negli Stati Uniti, ammonta a 2,6 trilioni di barili. I depositi più ricchi e concentrati si trovano nel territorio del Green River Formation in Colorado, Utah orientale e Wyoming del sud. Negli ultimi anni, gli Stati Uniti stanno diventando un leader mondiale nella produzione di shale oil e gas naturale. Infatti, secondo i dati dell'Annual Energy Outlook 2015 (AEO) dell' U.S. Energy Information Administration (EIA), le importazioni statunitensi nette di energia sono scese dal 30% del consumo totale di energia del 2005 al 13% nel 2013, a seguito della forte crescita della produzione nazionale di petrolio e gas naturale di scisto. Bisogna dire che tutto questo è diventato possibile, in presenza di alti prezzi dell'energia e grazie al coraggio imprenditoriale delle compagnie energetiche ad investire nella costosissima tecnologia *fracking*. L'aumento della produzione di energie non rinnovabili da scisti è notevolissimo. Solo nell'ultimo decennio, la produzione del petrolio americano è aumentata di circa 662 milioni di barili, quella del gas naturale invece di circa 5717 miliardi di metri cubi. E questo è solo l'inizio della rivoluzione americana dello shale. E visto che oggi stiamo assistendo ad una crescente concorrenza tra i paesi per le risorse naturali e l'approvvigionamento energetico, immediata è arrivata la risposta dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC). Gli stati membri controllano 78% delle riserve mondiali accertate di petrolio e forniscono circa il 42% della produzione mondiale dell'oro nero, quindi le loro decisioni hanno una grande influenza sui prezzi internazionali del petrolio. La manovra dell'OPEC contro lo shale oil americano, è consistita nell'aumentare la produzione propria al di sopra di 30 milioni di barili al giorno e nello stesso momento di abbassare drasticamente i prezzi a livelli mai visti negli ultimi 6 anni, per poter mantenere la propria quota di mercato e per bloccare sul nascere la costosa tecnologia *fracking*, in modo tale che non risulti conveniente portarla avanti. Da 105 dollari al barile nel giugno del 2014, il prezzo del greggio è sceso a 50 dollari al barile nel luglio del

2015, un calo di quasi 53% (49 dollari per il Brent e 46 dollari per il WTI nel settembre 2015). Questo è stato l'inizio di una gran battaglia per le quote di mercato della risorsa non rinnovabile più strategica al mondo.

La preoccupazione di molti economisti e la propaganda dei mass-media non si è fatta attendere. Il coro comune affermava che la fine dell'era d'oro dello shale era già arrivata, visto che tale tecnologia costosissima stava affrontando grosse difficoltà finanziarie e le banche si ritiravano. Secondo tale ipotesi, i produttori dello shale oil sarebbero costretti a uscire dal mercato del petrolio già nel 2015, per la forte pressione dei prezzi bassi in combinazione con gli alti costi di produzione.

Il lavoro è organizzato in questo modo: il primo capitolo è introduttivo sulla storia del petrolio e le nuove tecnologie di perforizzazione ed estrazione delle risorse dagli scisti. Nel capitolo due verranno presentati i livelli di produzione dello shale oil americano e la contromanovra dei grossi paesi produttori di petrolio. Verrà inoltre discussa e analizzata la preoccupazione di molti economisti e di parecchi mass media internazionali, secondo i quali il futuro dello shale è in grosso pericolo. Nel terzo capitolo, saranno introdotti i modelli di diffusione e la strumentazione statistica, questi saranno poi applicati alle serie storiche del petrolio greggio e del gas naturale, rispettivamente nel quarto e nel quinto capitolo. Diverse tecniche statistiche ci permetteranno di capire se l'azione dell'OPEC ha avuto successo. In base ai risultati e le previsioni dei modelli applicati, verrà discusso un possibile futuro della rivoluzione americana del 21 ° secolo.

# CAPITOLO I

*Storia dell'industria petrolifera e introduzione della  
tecnologia del petrolio e del gas naturale di scisto negli  
Stati Uniti*

## *1.1. Storia dell'industria petrolifera*

L'industria petrolifera non è di origine recente. Lo status attuale del petrolio come chiave strategica della politica, della società, e della tecnologia ha le sue radici nei primi anni del ventesimo secolo. L'invenzione e la sua diffusione del motore a combustione interna è la più grande innovazione determinante l'aumento dell'importanza del petrolio.

Il petrolio in senso stretto è noto all'umanità da almeno tre millenni a.C., mentre i prodotti petroliferi come l'asfalto e l'ozocerite risalgono a quasi 6000 anni fa. Più di 4000 anni fa, l'asfalto è stato impiegato per la costruzione delle mura e delle torri di Babilonia; vi erano pozzi di petrolio vicino a Ardericca (nei pressi di Babilonia). Grandi quantità di esso sono stati trovati sulle rive del fiume Isso, uno degli affluenti dell'Eufrate.

I primi pozzi di petrolio conosciuti sono stati realizzati in Cina nel 347 d.C. con profondità fino a circa 240 metri e sono stati perforati con punte di pali di bambù. Il petrolio estratto è stato bruciato per far evaporare le acque salmastre e produrre il sale. Nel decimo secolo, sono stati costruiti estesi oleodotti di bambù che collegavano i pozzi di petrolio con le sorgenti salate. Il petrolio venne usato per l'illuminazione ed il riscaldamento nei tempi buddisti, per la cottura della ceramica e per la lavorazione del rame.

In Egitto, le resine (catrami) del petrolio vennero usate per l'imbalsamazione dei faraoni.

Le prime strade di Baghdad sono state pavimentate con l'ausilio del catrame, derivato dal petrolio che era diventato direttamente accessibile in varie aree della regione. Nel nono secolo, giacimenti di petrolio sono stati sfruttati nella zona intorno alla moderna Baku, Azerbaigian. Questi campi petroliferi sono stati descritti da Marco Polo nel tredicesimo secolo, che ha valutato la produzione di quelle aree pari a centinaia di navi da trasporto.

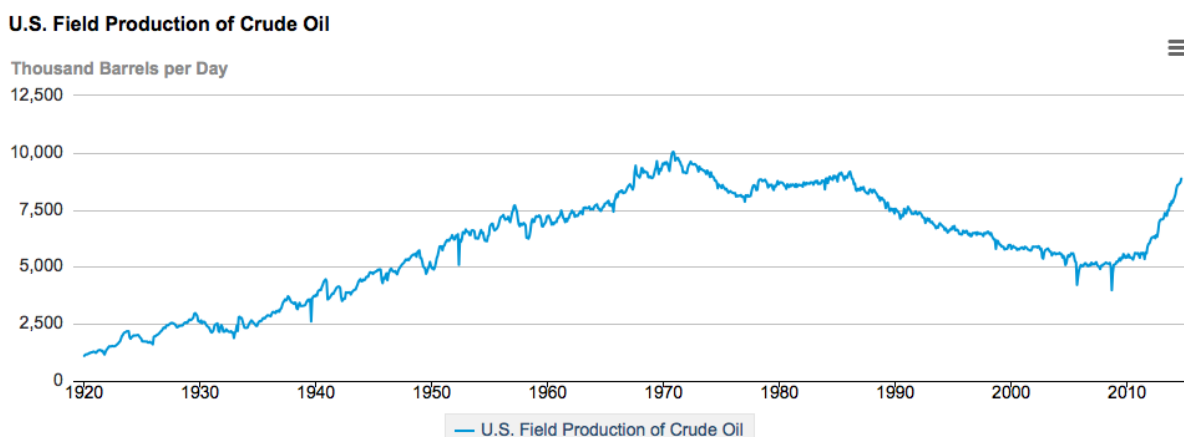
In Europa invece il petrolio veniva estratto dai pozzi, e nei primi anni del diciannovesimo secolo, cominciò la produzione di piccole quantità di olio di scisto. Nel 1815, molte strade di Praga erano illuminate dal petrolio.

### *1.1.1. Storia dell'industria petrolifera negli Stati Uniti*

La storia moderna dell'industria petrolifera negli Stati Uniti risale al diciannovesimo secolo, anche se molto prima si utilizzava presso le popolazioni indigene nella magia, nella medicina o per la fabbricazione di vernici. Il petrolio diventa una grande industria in seguito alla scoperta del pozzo di petrolio di Oil Creek in Pennsylvania nel 1859. Per la gran parte del diciannovesimo e del ventesimo secolo, gli Stati Uniti sono stati il più grande paese produttore di petrolio del mondo; attualmente sono al terzo posto. Il 28 agosto del 1859, ad Oil Creek nei pressi di Titusville, Pennsylvania, George Bissell ed Edwin Drake hanno conseguito il primo successo mediante un impianto di perforazione di un pozzo per la produzione di petrolio. Il pozzo venne chiamato "il pozzo di Drake" ed è spesso definito come il primo pozzo di petrolio commerciale, anche se questo titolo è stato attribuito a diversi pozzi in Azerbaigian, Ontario e in Polonia. Tuttavia, prima della scoperta del pozzo di Drake, i pozzi negli Stati Uniti, sono stati usati per l'estrazione di acque salmastre (per l'estrazione del sale). Un anno prima, nel 1858 in occasione della perforazione di un pozzo per la ricerca di acqua potabile è stato scoperto un inatteso pozzo di petrolio, ma nessuna trivellazione ulteriore è stata portata a compimento. Il pozzo petrolifero di Drake è importante, non perché è stato il primo pozzo per la produzione di petrolio, ma perché è riuscito ad attirare la prima grande ondata di investimenti nelle trivellazioni petrolifere, raffinazione e commercializzazione. Grazie all'estrema facilità di perforazioni in quelle aree si riuscì a produrre una quantità di petrolio sufficiente a sostenere grosse imprese.

Il successo di Drake ben presto ha portato a trivellazioni petrolifere in altre località, nelle montagne di Appalachi occidentali, dove il petrolio filtrava in superficie, o dove i trivellatori

in ricerca di depositi salini avevano precedentemente trovato incrostazioni d'olio che inquinavano i loro pozzi per l'estrazione del sale.



*Figura 1:* Produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti; Origine 1920. Fonte U.S. Energy Information Administration ([www.eia.gov](http://www.eia.gov))

Durante la guerra civile americana si è sviluppata una regione produttrice di petrolio in gran parte della Pennsylvania occidentale, fino alla parte occidentale dello stato di New York, allargandosi verso la valle del fiume Ohio negli stati dell'Ohio, del Kentucky, e nella parte occidentale della Virginia (ora West Virginia). Il Bacino dei monti Appalachi ha continuato ad essere la regione leader nell'estrazione del petrolio negli Stati Uniti fino al 1904.

Alla fine del diciannovesimo secolo, lo stato del Texas ha prodotto piccole quantità di petrolio, a partire da un pozzo perforato nel 1866 da Lyne Barret nella parte Est del Texas vicino alla città di Nacogdoches. Questo campo, noto come "Oil springs", è stato infine sfruttato nuovamente nel 1888, quando un gruppo di trivellatori della Pennsylvania è riuscito ad estrarre fino al 250-300 barili al giorno. Questo successo ha subito attratto altre compagnie petrolifere ed in breve tempo si è scoperto l'immenso potenziale non sfruttato dei giacimenti sotterranei.

Corsicana è stato il primo grande campo petrolifero di produzione nel Texas orientale. Questo campo, come tanti altri nei primi periodi di estrazione del petrolio, è stato scoperto quando gli uomini d'affari locali perforavano pozzi alla ricerca di acqua potabile. Gli imprenditori H. G. Damon e Ralph Beaton formarono la Corsicana Oil Development Company. Subito dopo chiamarono il famoso petroliere di Pennsylvania John Galey che nel 1896 insieme alla sua squadra ottenne un grande successo perforando diversi pozzi in Corsicana. Galey riuscì a portare la produzione fino ai 25 barili al giorno e convinto che c'era poco futuro per il petrolio nel Texas, vendé la sua parte dell'azienda e tornò ad Est. La gente del posto, riuscì a dimostrare che Galey si sbagliava ed entro la fine del 1900, estrasse più di 2 milioni di barili di petrolio dal campo di Corsicana. Anche se queste cifre non furono così grandi per gli standard della Pennsylvania, certamente indicarono le possibilità di un immenso successo futuro.

Uno degli eventi più importanti nella storia del petrolio, accade nel 1901, nei pressi di Beaumont, in Texas, su un monticello chiamato Spindletop. I trivellatori scoprirono il più grande pozzo petrolifero mai visto negli Stati Uniti. Un anno dopo la scoperta di Spindletop più di millecinquecento compagnie petrolifere erano state impegnate. Seguirono altre scoperte in Oklahoma, Louisiana, Arkansas, Colorado, e Kansas. La produzione di petrolio negli Stati Uniti nel 1909 superò quella aggregata del resto del mondo.

Le compagnie petrolifere americane hanno avviato con l'Amministrazione degli Stati Uniti, mediante una specifica agenzia, un'intensa collaborazione che ha permesso il sostegno degli

alleati con forniture di petrolio prima dell'ingresso ufficiale nella Prima guerra mondiale. Nel 1919, con la fine della guerra, i dirigenti che avevano lavorato con quell'agenzia crearono l'American Petroleum Institute, che nel tempo diventò una forza importante per il business e per l'economia.

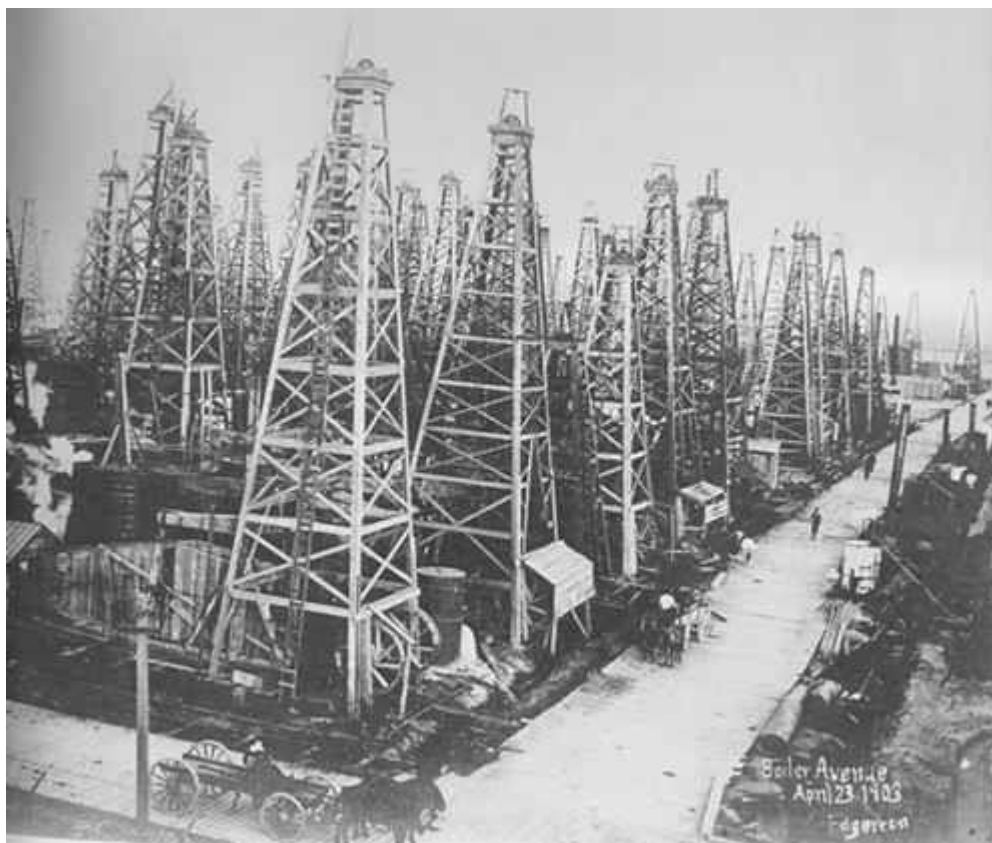
Anche se l'industria petrolifera statunitense intratteneva ampi rapporti commerciali con il mercato estero prima della guerra, nel contempo essa possedeva alcune società estrattive straniere. Secondo le indagini del governo, molti produttori credevano che una grave scarsità di petrolio si sarebbe presto verificata. Il Segretario del Commercio Herbert Hoover e il segretario di Stato Charles Evans Hughes iniziarono a forzare le società americane nella ricerca di petrolio all'estero. Queste imprese investirono nel Medio Oriente, nel Sud-Est asiatico e nel Sud America e cercarono petrolio in tutto il mondo, mentre continuavano ad esportare grosse quantità di petrolio dagli Stati Uniti.

Un personaggio che focalizzò l'attenzione di nuovo sugli Stati Uniti fu Columbus Marion Joiner, un falegname. Joiner si convinse che alcune zone pianeggianti in un bacino del Texas orientale contenessero petrolio. Ottenne un contratto di affitto nei pressi di Tyler, Texas, e il 5 ottobre 1930, dopo aver perforato due pozzi sterili, individuò forse il più grande giacimento di petrolio mai trovato in America. Si trovava sotto 140 000 ettari e conteneva 5 miliardi di barili. H. L. Hunt, un imprenditore petrolifero, acquisì i contratti d'affitto dal falegname e li rivendette alle compagnie petrolifere con un profitto di 100 milioni di dollari.

In un certo senso la scoperta di Joiner avvenne in un momento inopportuno: si era all'inizio della Grande Depressione. Nel 1931, il prezzo del petrolio crollò fino a dieci centesimi a barile, creando il caos nel settore. Ma tutto questo non durò per molto tempo. L'inizio della Seconda guerra mondiale stimolò il business del petrolio enormemente.

La seconda guerra mondiale trasformò l'industria del petrolio in una risorsa americana chiave. Aumentò il numero di prodotti a base di petrolio e gas naturale, compresi gli esplosivi. Jersey-Dupont crearono un prodotto in comproprietà, il piombo tetraetile, un additivo (antidetonante) che rende più efficiente le prestazioni della benzina e permette di migliorare la velocità dell'aeroplano. Le petroliere fornivano benzina agli alleati correndo il grande rischio di attacchi sottomarini. Con la fine della guerra terminò anche l'illusione che le forniture americane di petrolio greggio fossero illimitate, in questo modo l'industria e la messa in sicurezza del petrolio diventò una priorità assoluta sia per la politica interna che estera degli States. Quando la guerra finì, gli Stati Uniti affrontarono il problema della stabilizzazione della pace. Nel corso dei successivi 45 anni numerose grandi crisi si sono verificate e in molte di queste il petrolio giocò un ruolo chiave. L'Europa subì una carenza di carbone, la prima crisi energetica, subito dopo la guerra. Il Piano Marshall, creato per risolvere questo e altri problemi, fu ostacolato dalla prima crisi iraniana del 1950-1954. Dal 1956, dalla crisi di Suez fino all'invasione irachena del Kuwait nel 1990, il petrolio dimostrò di essere il riferimento più importante nella politica mediorientale degli Stati Uniti. Una parte del problema energetico dopo il 1940, fu la conseguenza dell'esaurimento delle riserve petrolifere nazionali durante la seconda guerra mondiale, si parla di circa 6 miliardi di barili. Nella guerra in Vietnam, diversi esperti sostennero che gli Stati Uniti avessero fornito circa 5 miliardi di barili di petrolio, anche se grosse quantità provenivano dal Medio Oriente, ma comunque da società di proprietà americane. Sicuramente il totale fornito nelle due guerre costituisce una quantità superiore a quella del grande giacimento di petrolio nel Texas orientale. Dopo il 1960, la produzione nazionale diminuì mentre la domanda salì, forzando l'industria petrolifera ad importare vaste quantità dal Medio Oriente e dal Venezuela. Gli Stati Uniti cercarono di sostenere il nuovo stato di Israele contro le pressioni dei produttori di petrolio, per lo più arabi, i quali si unirono, nel 1960, nella cosiddetta Organizzazione di Paesi Esportatori di Petrolio (OPEC). Questo risultato portò maggiori difficoltà, visto che gli Stati Uniti divennero sempre più dipendenti dalle importazioni di petrolio. Il paese continua a consumare circa i due terzi della produzione mondiale di petrolio. Il petrolio fu considerato la chiave di volta del

tenore di vita negli Stati Uniti ed in gran parte quale fondamento principale del suo rango di potenza mondiale.



*Spindletop's Boiler Avenue, 1903. La foto è di proprietà dell'American Petroleum Institute.*

### *1.1.2. Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC)*

L'organizzazione dei paesi esportatori di petrolio, conosciuta come OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*), fondata nel 1960, è un'organizzazione internazionale composta dai dodici paesi con il maggiore impatto nel mercato globale di petrolio e finalizzata a controllare i livelli di prezzo e le concessioni attraverso accordi di cartello. OPEC è stata fondata da Venezuela, Iraq, Kuwait e Arabia Saudita durante una conferenza internazionale a Baghdad, tenutasi dal 10 al 14 settembre del 1960. Dal 1965 la direzione centrale dell'organizzazione si trova a Vienna. Gli stati membri dell'OPEC controllano circa il 78% delle riserve mondiali accertate di petrolio, il 50% di quelle di gas naturale e forniscono circa il 42% della produzione mondiale di petrolio ed il 17% di quella di gas naturale. Il petrolio viene principalmente esportato dall'Arabia Saudita, che è il primo produttore mondiale, verso l'Europa occidentale (21,8%) e verso il Nord America (21,5%). Il paese importatore più importante è il Giappone che, da solo, assorbe il 26,1% delle esportazioni di petrolio proveniente dall'OPEC; gli Stati Uniti incidono per il 19,2% e l'Italia per il 5,4% (dati pubblicati dall'OPEC).

Le decisioni dell'OPEC hanno una considerevole influenza sui prezzi internazionali del petrolio. Ad esempio, durante la crisi energetica del 1973 (il primo shock petrolifero dal dopoguerra), l'OPEC si rifiutò di fornire petrolio alle nazioni occidentali che avevano sostenuto Israele nella guerra del Kippur contro l'Egitto e la Siria. Questo rifiuto provocò un incremento del 70% nel prezzo del greggio, che durò per cinque mesi, dal 17 ottobre 1973 al

18 marzo 1974. Le nazioni dell'OPEC decisero, il 7 gennaio 1975, di innalzare i prezzi del petrolio grezzo del 10%. Con l'avvicinarsi della guerra del Golfo del 1990-1991, il presidente iracheno Saddam Hussein sostenne che l'OPEC doveva spingere verso l'alto il prezzo del petrolio, aiutando così l'Iraq e gli altri stati membri a ripianare i debiti. Ad agosto 2004 l'OPEC comunicò che i suoi membri disponevano di poco margine di incremento della produzione, indicando così che il cartello aveva perso in parte la sua influenza sul prezzo del greggio. Il primo gennaio 2007 entrò a far parte dell'OPEC l'Angola. L'Indonesia lasciò l'OPEC di recente (2009), essendo diventata un importatore netto di petrolio e non essendo in grado di soddisfare le sue quote di produzione.

## *1.2. Tecnologie di estrazione non convenzionali*

### *1.2.1. Cosa è il petrolio ed il gas di scisto?*

Il petrolio di scisto è un petrolio non convenzionale prodotto da frammenti di rocce di scisto mediante processi di pirolisi, idrogenazione, o dissoluzione termica. Il termine petrolio di scisto si riferisce in generale a qualsiasi roccia sedimentaria che contiene materiali bituminosi solidi (chiamato kerogene) che vengono rilasciati come liquidi di petrolio, quando la roccia è riscaldata nel processo chimico di pirolisi. Il petrolio di scisto si è formato milioni di anni fa dalla deposizione di limo e detriti organici su letti di laghi e fondali. Per lunghi periodi di tempo, il calore e la pressione trasformano i materiali in petrolio di scisto in un processo simile al processo che forma il petrolio. Il petrolio di scisto è conosciuto come "la roccia che brucia".

Con l'inizio del XX secolo, molti paesi come gli Stati Uniti, Cina ed Estonia costruirono degli impianti per l'estrazione del petrolio di scisto. Poi con la scoperta di petrolio greggio nel Medio Oriente durante la metà del secolo, la maggioranza dei paesi produttori fermarono la propria industria, anche se la Cina e l'Estonia mantennero la produzione estrattiva più a lungo. Oggi con i costi crescenti del petrolio convenzionale, sono state rinnovate ed iniziate delle operazioni di estrazione di petrolio e di gas di scisto, per la maggior parte negli Stati Uniti, in Cina ed in Australia. Mentre il petrolio di scisto si trova in molti luoghi in tutto il mondo, i più grandi giacimenti si trovano negli Stati Uniti all'interno del campo petrolifero di Green River, che comprende porzioni di Colorado, Utah e Wyoming. Le stime della risorsa di petrolio all'interno del campo di Green River sono intorno a 1,2-1,8 miliardi di barili. Non tutte le risorse sul posto sono recuperabili; tuttavia, anche una stima moderata di 800 miliardi di barili di petrolio recuperabile dalla formazione di Green River è tre volte maggiore delle riserve accertate di petrolio dell'Arabia Saudita. La domanda attuale degli Stati Uniti di prodotti petroliferi è di circa 20 milioni di barili al giorno. Se il petrolio di scisto venisse utilizzato per soddisfare un quarto di quella domanda, i circa 800 miliardi di barili di petrolio recuperabile dalla formazione di Green River durerebbero per più di 400 anni.

Il petrolio di scisto si estrae mediante pirolisi, idrogenazione o dissoluzione termica dello scisto bituminoso, che può essere estratto e lavorato per generare petrolio simile al petrolio pompato dai pozzi di petrolio convenzionali. Tuttavia, l'estrazione del petrolio da scisto bituminoso è più complessa del recupero del petrolio convenzionale ed attualmente è più costosa. Le sostanze oleose del petrolio di scisto sono solide e non possono essere pompate direttamente dal terreno. Il petrolio di scisto deve prima essere estratto e poi riscaldato ad una temperatura elevata (un processo chiamato *retorting*, noto anche come la tecnologia vecchia *ex situ*); il liquido risultante deve quindi essere separato e raccolto. La tecnologia a



combustione interna brucia dei materiali (di solito carbone e gas di scisto) all'interno di un pozzo verticale per poter fornire del calore per la pirolisi. Particelle di petrolio greggio di scisto, tra 12 e 75 millimetri di dimensione, vengono alimentate nella parte superiore, vengono poi riscaldate dalla temperatura crescente dei gas, che passano attraverso il petrolio di scisto discendente, provocando la scomposizione del kerogene a circa 500 °C. Una miscela di vapori di petrolio di scisto e gas raffreddato dalla combustione, viene rimosso e poi spostato in attrezzature separate. Il petrolio di scisto condensato viene raccolto, mentre il gas non condensabile viene riciclato. Nella parte inferiore del pozzo, viene iniettata aria per la combustione che riscalda il petrolio di scisto ed il gas, ad una temperatura che varia tra i 700 °C ed i 900 °C. Il gas riciclato freddo raggiunge il fondo del pozzo per raffreddare la cenere dello scisto.

La tecnologia dei solidi riciclati a caldo fornisce calore agli scisti bituminosi. Si riciclano di solito le particelle solide della cenere del petrolio di scisto. Questa tecnologia impiega un forno o letto fluidizzato (chiamato in inglese "retort"), alimentato da fini particelle di scisto, riscaldate in una camera a circa 800 °C e poi mescolati con olio greggio di scisto che si scompone a circa 500 °C. I vapori di petrolio e gas di scisto sono separati dai solidi raffreddati per condensazione e raccolti come petrolio. Il calore, recuperato dai gas di combustione e dalla cenere di scisto, possono essere usati per asciugare e preriscaldare il petrolio di scisto crudo, prima che questo sia mescolato con i solidi riciclati a caldo.

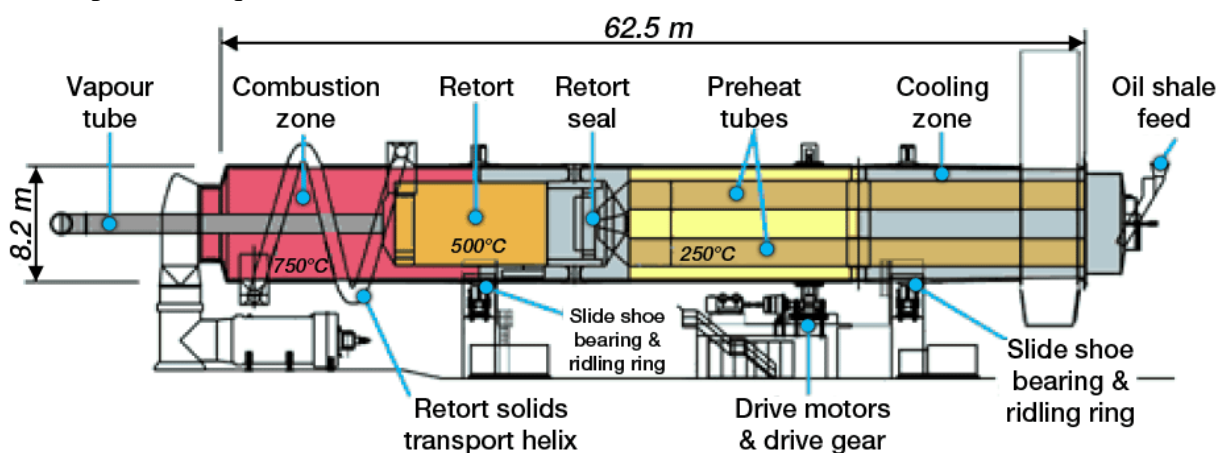
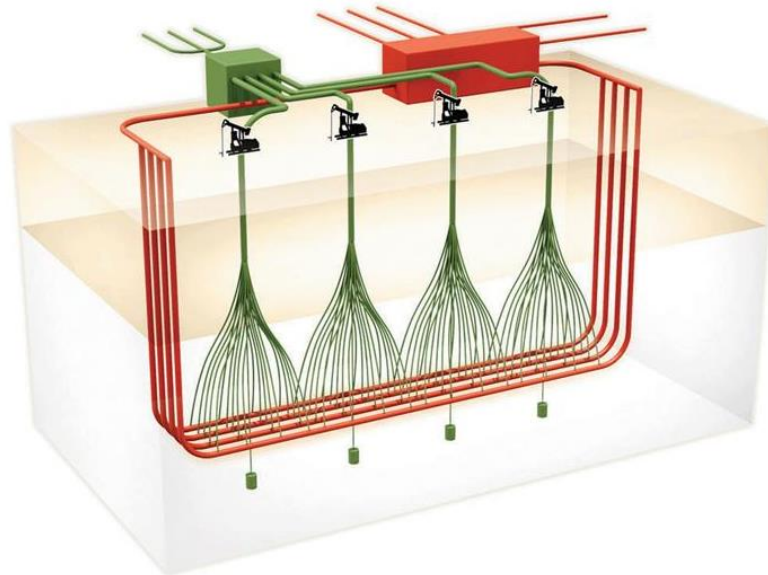


Figura 2: Alberta Taciuk Processor retort. Fonte US Department of Energy, report "Strategic Significance of America's Oil Shale Resource, Volume II: Oil Shale Resources.

Un processo alternativo denominato in *situ retorting* prevede il riscaldamento degli scisti mentre sono ancora sottoterra, oppure utilizzando fonti di riscaldamento lineari o planari seguiti da conduzione e convezione termica per poi pompare il liquido risultante alla superficie. L'olio di scisto è poi recuperato attraverso pozzi verticali perforati nella formazione. Queste tecnologie sono in grado di estrarre più petrolio di scisto da una determinata area di terreno, rispetto alle tecnologie *ex situ* convenzionali, visto che i pozzi possono raggiungere profondità maggiori. Inoltre hanno la possibilità di recuperare il petrolio di scisto da depositi di qualità inferiore, dove le tecniche di estrazione tradizionali non potevano estrarre. L'American Shale Oil, ha proposto un'altra tecnologia di estrazione, chiamata *CCR process*, dove il vapore surriscaldato viene fatto circolare attraverso una serie di tubi sotto il livello del petrolio di scisto da estrarre. Il sistema unisce dei pozzi orizzontali, attraverso i quali il vapore viene fatto passare, e dei pozzi verticali che forniscono sia trasferimento verticale di calore attraverso riflusso di olio di scisto convertito, sia un mezzo per raccogliere gli idrocarburi prodotti. Il calore è alimentato dalla combustione di gas naturale o propano nella fase iniziale e dal gas di scisto bituminoso nella fase successiva.



*Figura 3:* Estrazione di petrolio di scisto attraverso l'American shale oil CCR process. (L'immagine è di proprietà di U.S. Department of Energy Secure Fuels From Domestic Resources)

L'idrogenazione e la dissoluzione termica (processi dei fluidi reattivi) estraggono l'olio usando composti di idrogeno, solventi, o una combinazione di questi. La dissoluzione termica implica l'applicazione di solventi a temperature e pressioni elevate, aumentando la produzione di olio attraverso la piroschissione della materia organica dissolta. I diversi metodi producono olio di scisto con diverse proprietà.

Il processo Crush Chevron, studiato da Chevron Corporation in collaborazione con Los Alamos National Laboratory, per riscaldare la formazione, inietta anidride carbonica molto calda usando dei pozzi perforati con una serie di fratture orizzontali attraverso quali il gas viene fatto circolare.

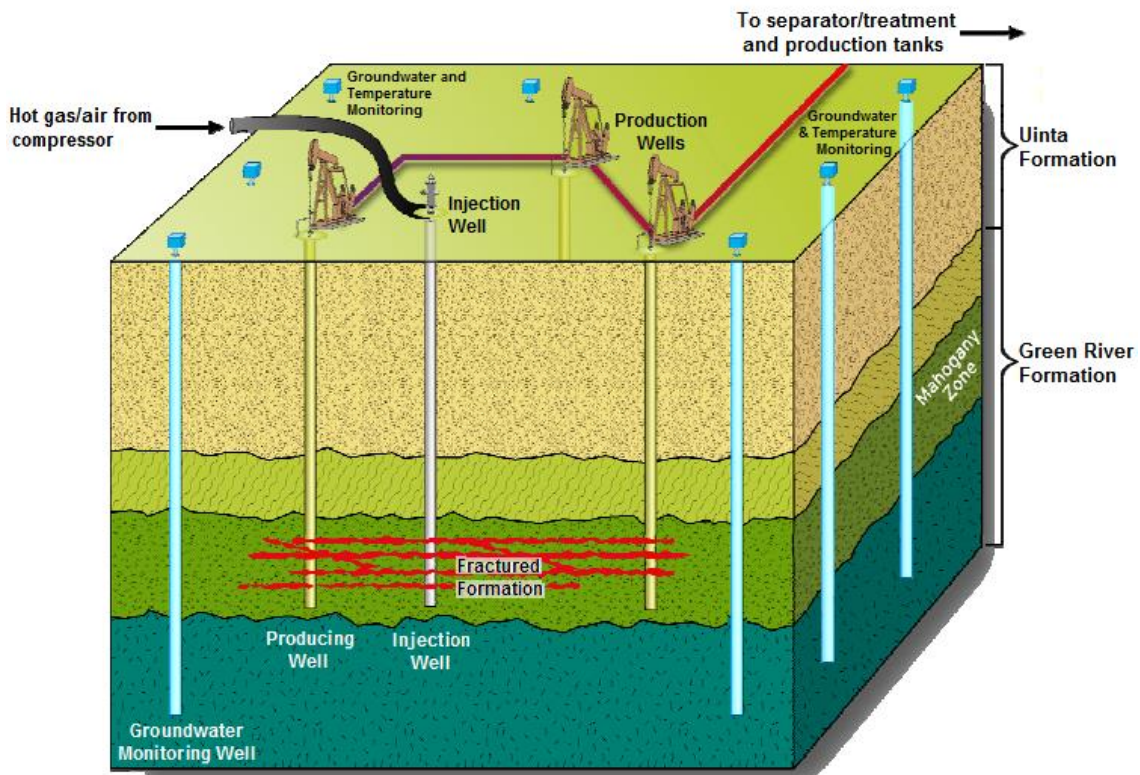


Figura 4: Estrazione di petrolio di scisto attraverso il processo Crush Chevron. (L'immagine è di proprietà di U.S. Department of Energy Secure Fuels From Domestic Resources)

Il gas di scisto è un tipo di gas metano derivato da argille ed è prodotto in giacimenti non convenzionali situati tra i 2000 e i 4000 metri di profondità e raggiungibili attraverso tecniche di perforazioni orizzontali e fratturazioni idrauliche. Ci sono quattro tipi principali di gas naturale non convenzionale: gas di scisto, carbone - metano da depositi, gas in senso stretto ed idrati di gas.

Il primo utilizzo di gas di scisto negli Stati Uniti risale al 1821, quando un pozzo poco profondo venne perforato (Devonian Dunkirk Shale), nella contea di Chautauqua, vicino a New York. Il gas naturale prodotto, fu trasportato e venduto agli stabilimenti locali nella città di Fredonia. In seguito a questa scoperta, furono perforati centinaia di pozzi lungo la riva del lago Erie, dove alcuni campi di estrazione di gas di scisto furono realizzati verso nella fine del XIX secolo. Tale produzione non convenzionale, fu scoraggiata, perché volumi molto più grandi di gas naturale poterono essere prodotti, attraverso i metodi tradizionali dai serbatoi del pozzo di Drake, scoperto nel 1859. Un periodo significativo per il gas di scisto è stato dal 1860 al 1970, con le scoperte in Kentucky occidentale nel 1863, in West Virginia nel 1920, ed il primo utilizzo di hydraulic fracturing nel 1940.

La crisi petrolifera degli anni 1970 aveva portato gli Stati Uniti ad affrontare le carenze energetiche, visto anche il prezzo alto del petrolio. La stessa ha spinto il governo del paese a cominciare ad investire seriamente in ricerca e sviluppo (R&D) di tecnologie alternative, includendo il gas naturale di scisto. Nel frattempo, i prezzi alti del petrolio hanno attratto molte imprese private ad investire nei metodi non tradizionali, fino ad allora, considerati con scarso potenziale economico. Alla fine degli anni '70, il dipartimento di energia americano (DOE) diede inizio all'Eastern gas shale project (EGSP), studi approfonditi di natura geologica, geochimica ed energetica per poter valutare il potenziale del gas di scisto ed aumentare la produzione proveniente dal ricco territorio del bacino degli Appalachi, Illinois e Michigan. Nel 1977 fu istituito il Gas research institute (GRI) specializzato a fornire supporto nei programmi R&D.

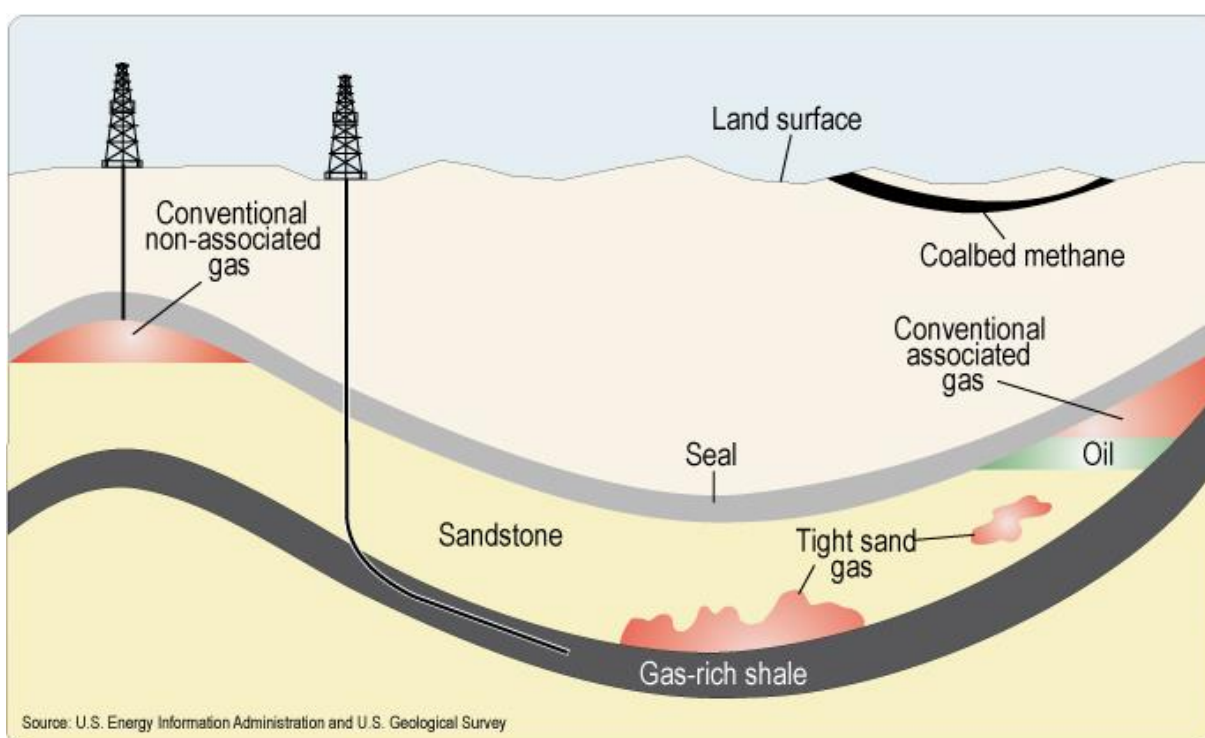


Figura 5: La geologia delle risorse del gas naturale. Fonte EIA and U.S. Geological survey.

Anche se le giacenze di gas naturale di scisto di molte nazioni sono ancora in fase di studio, a partire del 2013, solo gli Stati Uniti, il Canada e la Cina producono quest'ultimo in quantità commerciali. Il totale del gas naturale recuperabile negli Stati Uniti, stimato a 827 trilioni di piedi cubi nel 2011, è stato riabbassato a 482 trilioni di piedi cubi nel 2012 (secondo il Annual Energy Outlook, 2011).

### 1.2.2. Come funziona lo hydraulic fracturing?

*Fracking* è l'abbreviazione di fratturazione idraulica, un metodo di perforazione che è stato usato commercialmente per 65 anni. Questa tecnologia permette di aumentare la velocità del flusso di estrazione di petrolio e di gas naturale. Prima che cominci il processo, sul sito di perforazione, va costruita una complessa struttura includendo la costruzione del pozzo stesso. Questi tipi di pozzi di produzione sono stati trapanati a profondità da 8000 a 10000 piedi e possono avere sezioni sia orizzontali che verticali. Una volta che il pozzo viene perforato, rinforzato e cementato, si comincia con il pompaggio di fluido di fratturazione, una miscela tipica di acqua (90%), sabbia (9%) e additivi chimici (1%), lungo il gambo della fresa. Questo provoca una grande quantità di pressione fino al fondo al pozzo. L'alta pressione frattura la roccia di scisto, provocando delle fessure nella sua struttura. Dopo che le fratture sono state create, gli operatori cercano di mantenere la larghezza della frattura, inserendo nel fluido iniettato del materiale di sostegno (sabbia) che impedisce alle piccole fessure di chiudersi, appena la pressione del fluido viene ridotta. Queste a sua volta, rilasciano il gas/petrolio intrappolato nel pozzo, permettendo di fluire verso la superficie in modo che possa essere raccolto ed immagazzinato in serbatoi o contenitori prima dello smaltimento o riciclaggio.

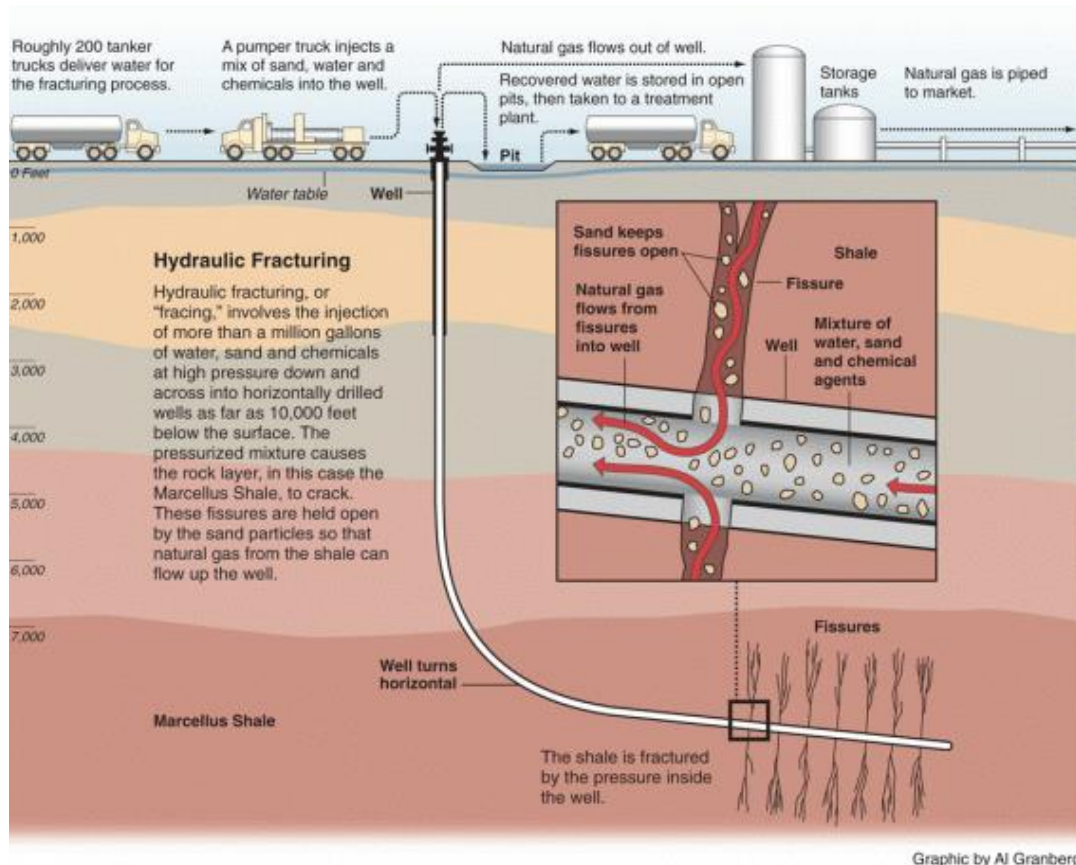


Figura 6: Fonte Pro Publica Inc. (<http://www.propublica.org/special/hydraulic-fracturing-national>)

### 1.2.3. Cosa sono gli *horizontal wells* ed il *pad drilling*?

Gli *horizontal wells* caratterizzano una tecnica di perforazione dei pozzi di petrolio. Inizialmente essi sono verticali, poi trappanando in profondità si esegue una curva in modo che la perforazione diventi orizzontale (vedesi Hughes, J. David. 2013a). Questa procedura si realizza per poter raggiungere delle particolari riserve distribuite orizzontalmente. Il primo pozzo di petrolio orizzontale è stato perforato nel 1929, ma l'uso moderno del metodo si sviluppa nel 1980. Un importante ruolo nel processo di perforazione è svolto dalle tecnologie di supporto, come la sismologia tridimensionale, la misurazione durante la perforazione ed i motori di perforazione sterzanti che controllano la direzione del foro. La sismologia tridimensionale, fornisce informazioni mediante sensori posizionati sottoterra, per localizzare con precisione la posizione del pozzo, quanti pozzi si potrebbero perforare e come trapanare per massimizzare la produzione (si veda Wang, Krupnick).

Il *pad drilling* è un'altra tecnica, utilizzata intensamente insieme alla fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale dal 2006 in poi. Essa permette di perforare diversi pozzi da una singola posizione fissa sulla superficie senza spostare l'apparecchiatura. Questo metodo aumenta l'efficienza, inoltre la maggiore mobilità della piattaforma consente di risparmiare sui costi che altrimenti sarebbero stati spesi per lo spostamento dell'impianto e per la preparazione di un nuovo sito di perforazione.

### 1.2.4. Costi di estrazione e tasso di declino della produzione

Un fattore molto importante nella produzione di petrolio e gas di scisto sono i costi di estrazione molto elevati. Un pozzo non convenzionale può costare da 5 a 9 milioni di dollari. Nel 2012, il costo medio di un nuovo pozzo in uno dei 10 migliori campi petroliferi veniva sui 8.3 milioni di dollari. Nel 2013, un pozzo in Eagle Ford costava circa 6 milioni di dollari. Analogamente, pozzi nei campi di Permiano e Bakken, costano in media 5.5 milioni di dollari. A titolo comparativo, un pozzo convenzionale può costare da 1 a 3 milioni di dollari.

Negli anni '90, visti gli alti costi dei pozzi non convenzionali e il basso prezzo del petrolio, le compagnie energetiche sono state poco incentivate ad investire del capitale nelle tecniche di trivellazione più sofisticate e avanzate. La situazione cambiò dopo il 2000, l'aumento del prezzo dell'oro nero ha reso le tecnologie non convenzionali redditizie. Di conseguenza, la quota degli impianti di perforazione orizzontale è salita da 9% nel 2002 a 81% nel 2014.

Le tecniche di perforazione continuano ad avanzare e migliorare, la perforazione orizzontale viene implementata sempre di più da molte imprese produttrici. Per esempio nel 2002, la Devon Energy Corp. investì 3.5 miliardi di dollari per acquisire la Mitchell Energy Development Corp. La Devon Energy Corp. cominciò ad usare la perforazione orizzontale in combinazione con la fratturazione idraulica. Questo ha fatto migliorare notevolmente la capacità di produzione di gas naturale da formazioni di scisto con bassa permeabilità.

In aggiunta, i prezzi costantemente crescenti del petrolio e del gas naturale dal 2003 in poi, hanno reso lo shale gas economicamente attraente come mai in passato. Inoltre, molti imprenditori e grosse multinazionali, ispirati dal successo di Devon Energy, Goodrich Petroleum and XTO Energy e dallo sviluppo di Barnett Shale Play, le maggiori riserve producibili di qualsiasi campo di gas negli Stati Uniti, entrarono rapidamente nel business del gas non convenzionale.

Solo in pochi anni, la produzione di gas da scisti negli Stati Uniti è passata da circa 20 trilioni di piedi cubi nel 2006 a circa 27 trilioni di metri cubi nel 2010. Tale aumento, di circa

35%, si potrebbe chiamare una nuova età dell'oro nero. Questo boom, ha fatto avvicinare il paese all'indipendenza energetica e ha fatto crollare i prezzi del metano a livello mondiale. Gli Stati Uniti, da uno dei più grandi importatori di metano stanno diventando esportatori della risorsa.

I pozzi non convenzionali hanno un tasso di declino della produzione più ripido rispetto a quello dei pozzi convenzionali. Questo ultimo varia tra 5% e 10% all'anno, inoltre tra il suo picco e declino, la produzione potrebbe mantenere un livello costante anche a lungo periodo. Per i pozzi non convenzionali la situazione è totalmente diversa. Il livello di produzione scende molto rapidamente nell'arco di tre anni, seguito da un prolungato periodo di bassa produzione. Questo vuol dire che per mantenere un alto livello di produttività bisogna trivellare costantemente nuovi pozzi ricchi di risorse.

### *1.2.5. Conseguenze ambientali e impatti sulla salute*

Con la continua espansione della produzione del gas naturale da scisti, sono emersi specifici rischi ambientali di contaminazione che nessuno considerava finora. In assenza di buone pratiche durante l'estrazione si può contaminare l'ambiente marino, questo perché alcuni dei prodotti chimici, che sono altamente tossici e cancerogeni, potrebbero rimanere nel sottosuolo e raggiungere le falde acquifere. Anche se le sostanze chimiche, costituiscono da 0.5% - 2.0% di ciò che si trova nei fluidi della fratturazione idraulica, potrebbero essere in grado di contaminare milioni di litri d'acqua. Inoltre, il flusso di acqua, prodotto dai fluidi di fratturazione potrebbe tornare alla superficie e contaminare le acque di superficie. Il gas di scisto è composto per il 90% da metano, e può contaminare, se non captato, l'aria e l'acqua vicino ai terreni di perforazione. Anche se l'informazione è limitata, esistono prove, che l'estrazione dello shale gas potrebbe avere un impatto, soprattutto sui lavoratori occupati nel settore. In uno studio di Colborn, sono stati identificati più di 632 sostanze chimiche nel fluido di perforazione, delle quali circa 350 sono state determinate come potenziale pericolo per la salute. Più di 75% dei prodotti usati, possono influire su diversi organi del corpo umano, e più di 50% di questo possono causare degli effetti al cervello e al sistema nervoso. In fine, le acque di scarico dal *fracking* potrebbe promuovere dei terremoti. Il Servizio Geologico Americano ha documentato una triplicazione di terremoti di magnitudo superiore a 3.0 nel Midwest, causato dalle acque di scarico provenienti da operazioni di *fracking*. Addirittura alcune compagnie assicurative hanno deciso di negare o cancellare la copertura su tali proprietà con attività di *fracking*. Infatti, nel luglio del 2012, una delle case assicuratrici ha emesso un comunicato, precisando nelle linee personali e commerciali delle polizze assicurative, che non sono state previste coperture di eventuali rischi legati al *fracking*.

## CAPITOLO II

*Livelli di produzione dello shale oil americano e la  
contromanovra di OPEC*

## 2.1. Il boom del petrolio di scisto americano

A partire dell'estate del 2014, i prezzi del petrolio sono diminuiti drasticamente, sollevando interrogativi sul fatto che il boom nella produzione del petrolio e gas naturale da scisto possa continuare. Dal 2005, la produzione di petrolio e di gas negli Stati Uniti è aumentata di oltre il 50 per cento. La quota del petrolio e del gas negli investimenti privati è aumentata dal 3 per cento del 2005 a quasi il 6 per cento nel 2013. Con un abbassamento dei prezzi dell'oro nero di quasi 55% potranno gli investimenti essere ancora redditizi? I produttori saranno in grado di mantenere il livello di produzione vicino ai livelli attuali?

Il potenziale del petrolio e del gas di scisto per l'energia americana, per le industrie manifatturiere, chimiche e dei gasdotti è a dir poco rivoluzionario. La produzione di petrolio nel paese è in drastico aumento e potrebbe raggiungere dei livelli che non si vedevano dal lontano 1970. Nell'ultimo decennio tutto questo è diventato possibile. Gli alti prezzi di energia hanno consentito a due complementari ma costosissime tecnologie, la fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale, di essere applicate per la prima volta su larga scala. Grazie alle innovative tecnologie, i produttori di energia sono stati in grado di accedere alle riserve non sfruttate in precedenza. Tutto inizia intorno al 2000 nella parte est del Texas, il campo petrolifero di Barnett, ma ben presto gli eccellenti risultati hanno indotto ad adottare questo tipo di tecnologia in altre parti del paese, compresi il ricco di risorse Bakken Shale nel Dakota del Nord, l'Oklahoma, l'Ohio e l'Alaska. La produzione del gas di scisto aumenta da circa 20 trilioni di metri cubi nel 2000, a circa 27 trilioni di metri cubi nel 2014. Nello stesso periodo, grazie al *fracking*, la produzione di petrolio di scisto, è aumentata da circa 2 miliardi di barili a più di 3 miliardi di barili. Si noti che, il più grande aumento nella produzione petrolifera americana, è avvenuto dal 2013 al 2014, stimabile in quasi 440 milioni di barili. Questo aumento è dovuto, in larga misura, alla produzione da scisti ed altre risorse simili, grazie al *fracking*. Dal 2011 in poi, oltre il 95 per cento della crescita della produzione di petrolio e di gas nel paese proviene da fonti non convenzionali (U.S. EIA, 2014). Secondo le previsioni dell' Annual Energy Outlook del 2015, gli Stati Uniti sono sulla buona strada per conseguire un record nella produzione del greggio, raggiungendo nel 2020, i 10,6 milioni di barili al giorno, sorpassando il precedente picco del 1970, di 9,64 barili al giorno. Ma per fare questo, i prezzi dell'energia mondiale devono rimanere sufficientemente elevati per giustificare i costi di estrazione. L'attività di perforazione è estremamente costosa e complessa e richiede significativi investimenti di capitale per potere mantenere gli alti livelli di produzione. Inoltre, il costo di un pozzo non convenzionale potrebbe essere fino a cinque volte più alto di uno convenzionale.

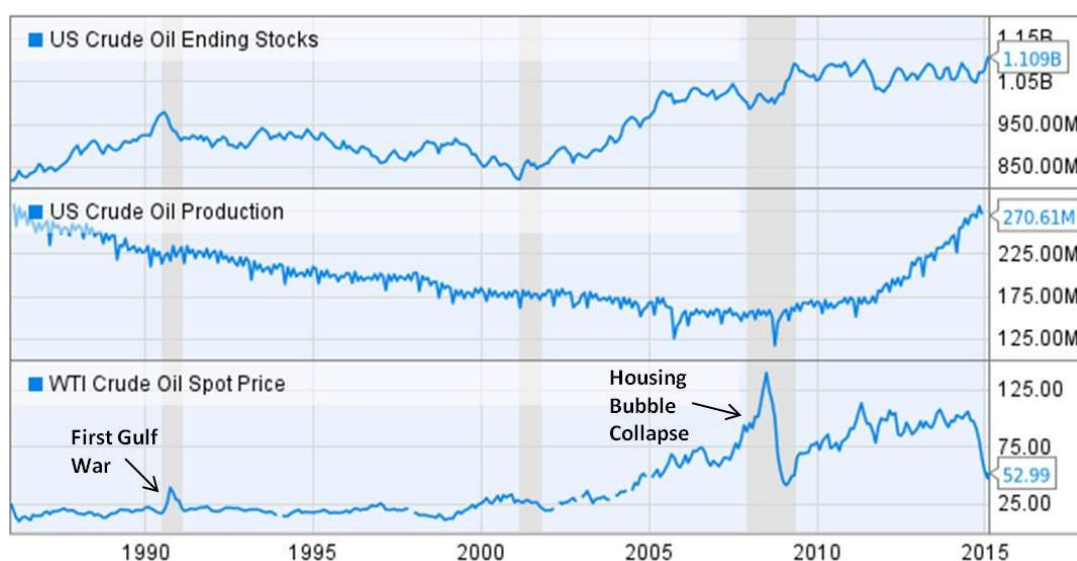




Figura 7: Produzione di petrolio americano (mensile in migliaia di barili) vs prezzi di petrolio mondiale (WTI) vs giacenze di petrolio. Fonte dei dati EIA, 2015.

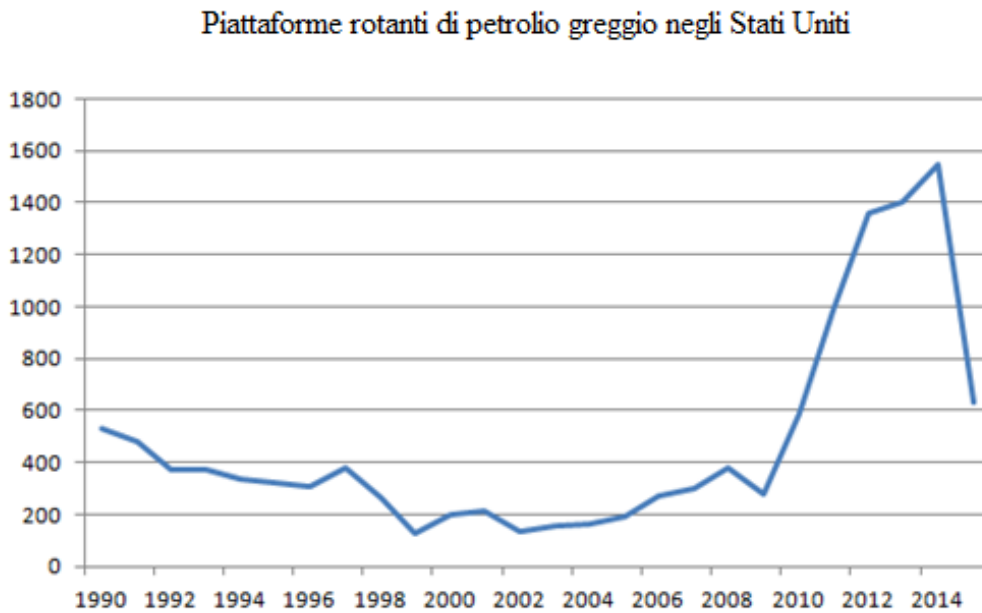


Figura 8: Piattaforme petrolifere di perforazione di petrolio greggio negli Stati Uniti. Fonte dei dati EIA.

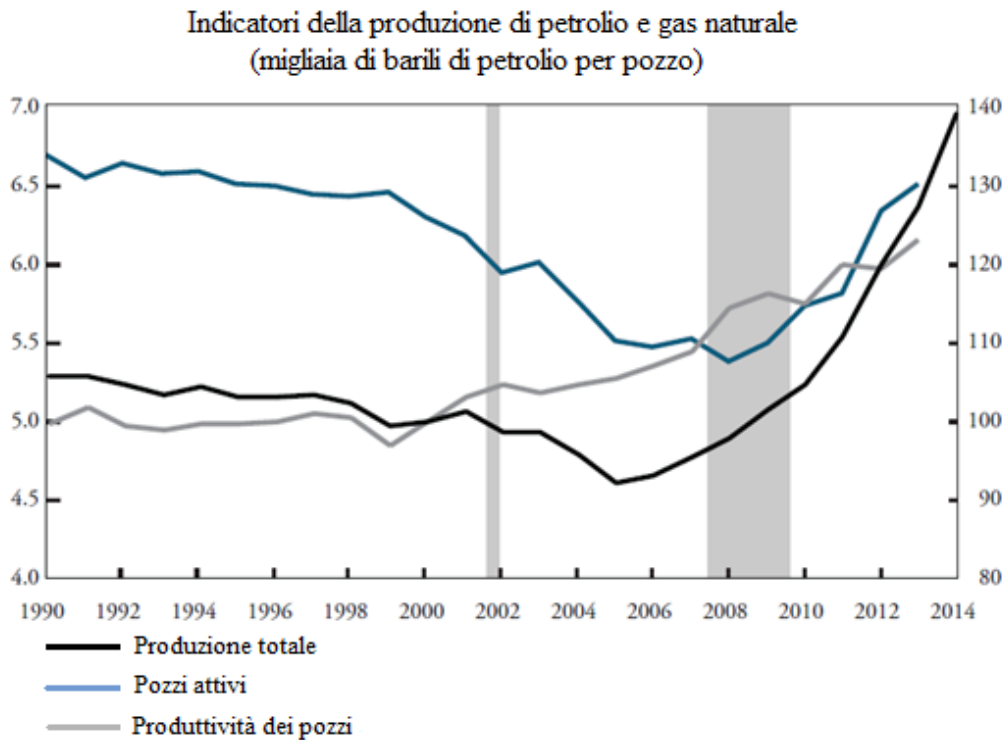


Figura 9: Indicatori della produzione di petrolio e gas naturale negli Stati Uniti. Fonte dei dati EIA, Baker Hughes.

Come si può vedere nelle Figure 7, 8 e 9 la fine del XX secolo è caratterizzata da bassi prezzi, lento, ma continuo declino della produzione e un numero abbastanza stabile di pozzi di produzione, visto il piccolo incentivo delle imprese ad investire in questa tecnologia in cerca di nuovi “*sweet spots*”. Dopo il 2000 fino alla grande recessione del 2008, con l’aumento dei prezzi sia del petrolio che del gas, le tecnologie precedentemente non redditizie, in particolare la fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale diventano economicamente più attraenti per le grandi imprese che iniziano ad investire. In questo periodo aumenta il numero sia dei pozzi poco esplorati in precedenza sia di quelli di nuova scoperta. Ciò nonostante, la produttività dei pozzi di tutte e due risorse è diminuita, scendendo da 6300 barili nel 2000 a 5400 nel 2008. Non è sorprendente il fatto che la crisi mondiale del 2008 abbia causato un gap nel settore energetico statunitense. Nella Figura 8, è visibile il crollo del numero degli impianti petroliferi, diminuito del 44 per cento solo nell’arco di 1 anno, tra il 2008 ed il 2009. Tuttavia la produzione totale inizia ad aumentare subito dopo la grande recessione, nel 2009, il prezzo del petrolio inizia a salire e di conseguenza aumentano anche gli investimenti nel settore non convenzionale, da 2% nel 1990 a quasi 6% nel 2013 dal totale degli investimenti americani, raddoppiando il numero di pozzi esplorati (si veda la Figura 7). Questo ha dato l’inizio al *fracking boom*. L’aumento del capitale sociale ha portato dei grandi risultati in termini di produttività, da 1,83 miliardi di barili nel 2008 è cresciuto a 3,16 miliardi di barili nel 2014. Un aumento pari a più del 70%.

## 2.2. *La rivoluzione del petrolio di scisto è in pericolo*

La rivoluzione dell’petrolio di scisto sta fornendo un grande profitto, anche in termini di posti di lavoro e imprenditorialità. Essa incarna l’ottimismo che circonda la ripresa economica degli Stati Uniti. La domanda più attuale e importante che gli economisti oggi si pongono è: *visto il forte calo dei prezzi di petrolio ed il diminuito numero di piattaforme petrolifere, la produzione continuerà ad aumentare anche nel 2015?*

L’ipotesi principale che una larga parte degli economisti mondiali e dei media “indipendenti” hanno sostenuto fino ad ora è che i costi di produzione sono talmente alti che i produttori sono in grossa difficoltà con i finanziamenti e le vendite marginali. E’ un’impresa quasi impossibile da reggere sotto la forte pressione dei prezzi bassi. La conclusione è che saranno costretti ad uscire dal mercato almeno fintantoché i prezzi si stabilizzino ad un livello economicamente accettabile.

Il forte calo dei prezzi di petrolio a partire dell’estate del 2014 ha portato ad un drastico declino del numero di piattaforme petrolifere attive nel territorio statunitense. Nell’arco di poco più di sei mesi il prezzo dell’oro nero è diminuito di quasi 55%. In aggiunta, l’Arabia Saudita, il più grande produttore di petrolio all’interno dell’Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC), ha annunciato pubblicamente la sua intenzione di mantenere la produzione a fronte dei prezzi in calo. Anche l’OPEC ha deciso di non tagliare la produzione. Con la caduta del Brent sotto i 50 dollari al barile, per la prima volta da più di 6 anni, è chiaro che l’Arabia Saudita sta facendo una scommessa enorme di 750 miliardi di dollari nel 2015, segnalando che è disposta a spendere il suo denaro, mettendolo in prima linea in questa battaglia. Il regno dell’oro nero è pronto a sopportare dei prezzi bassissimi, dai 40 ai 50 dollari, più a lungo possibile rispetto ad altri paesi produttori di petrolio, contando sia quelli all’interno che all’esterno dell’OPEC, e soprattutto includendo lo shale americano. Mentre la produzione nazionale statunitense è in continuo aumento negli ultimi anni, il paese importa sempre meno petrolio. Alla fine del 2014, le importazioni di petrolio greggio dall’Arabia Saudita sono diminuite notevolmente. I sauditi hanno perso circa il 50% dei clienti americani. A partire del mese di ottobre 2014, l’Arabia Saudita ha indicato ai mercati globali che non

avrebbe sostanzialmente ridotto la produzione da sola, almeno che altri grossi paesi produttori di petrolio si unissero in questo sforzo. “*La cosa più importante per i sauditi è la quota di mercato*”, secondo il Prof. F. Gregory Gause (università A&M di Texas). “*Loro non sacrificheranno il mercato, giocheranno a gatto e topolino con gli altri produttori, siano essi scisti iraniani o americani, al fine di non perdere quote di mercato. L’unico modo per tagliare la produzione e se loro riescono a fare un accordo con il resto di OPEC e con i produttori non OPEC, per poter produrre una notevole quantità di petrolio*”.

Questa mossa ha delle grandi conseguenze, infliggendo perdite sensibili alle economie basate sull’energia come l’Iran e la Russia e alle grandi compagnie petrolifere nazionali, come la russa Rosneft e la brasiliana Petrobras, che hanno visto cadere le proprie azioni di quasi 8.5% a maggio, 2015. Anche lo shale americano soffre, prendendo continuamente dei contraccolpi. Le azioni della Continental Resources sono diminuite di 12%. Il comportamento dei sauditi nel mercato petrolifero mondiale è influenzato dall’esperienza del regno nel 1980, quando i prezzi del petrolio crollarono al di sotto di 10 dollari per barile. A quei tempi, i sauditi mantennero la riduzione della produzione e persero quote di mercato perché gli altri membri dell’OPEC continuarono a pompare petrolio comunque. Questa volta i sauditi hanno bisogno di ottenere il consenso non solo con gli altri membri dell’OPEC, in linea sui tagli di produzione, ma anche dei membri non - OPEC, come la Russia ed il Messico. Nel caso dello shale americano, non esiste un unico decisore politico, ma centinaia di compagnie petrolifere indipendenti, che costituiscono un mercato che l’Arabia Saudita potrebbe tentare di influenzare facendo degli investimenti futuri, una mossa molto rischiosa e probabilmente non redditizia. L’OPEC, a sua volta, ha deciso di mantenere la sua produzione invariata a 30 milioni di barili al giorno. Anche se i prezzi del petrolio crollano, le maggiori compagnie e gli sceicchi continuano a pompare più o meno le stesse quantità. Si fermeranno solo quando i prezzi scenderanno al di sotto del costo variabile.

I media di massa “indipendenti” dichiarano che sotto la politica di “*no production cuts*” presto si vedrà un forte calo della produzione non convenzionale. Si ipotizza che la produzione degli scisti “*sweet spots*” andrà avanti, ma non ci si può aspettare lo stesso per tutti i pozzi di esplorazione, soprattutto per quelli che sono ancora da scavare e perforare. Visto che la trivellazione dello shale è molto più costosa di quella convenzionale, gli analisti stimano che un prezzo necessario del greggio dovrebbe collocarsi tra i 70 - 80 dollari al barile, per sostenere la produzione dello scisto.

Il numero delle piattaforme petrolifere negli Stati Uniti è iniziato a diminuire dopo il mese di ottobre del 2014. E’ stato registrato un netto calo, in particolare, di quasi 50 per cento in soli sei mesi e probabilmente andrà avanti finché i prezzi previsti non saranno abbastanza alti per generare profitto alla trivellazione non convenzionale.

Nella fine del 2014, la valutazione di alcuni analisti è stata che, in forza del continuo crollo dei prezzi del petrolio, avrebbero sofferto per prime le società a bassa capitalizzazione. Un esempio è la Forest Oil, le cui azioni sono scese sotto 1 dollaro a causa di elevati livelli di debito. Con i prezzi del petrolio ormai vicini al punto in cui non è più redditizio perforare, i titoli delle compagnie energetiche a bassa capitalizzazione, ormai carichi di costi elevati e poco denaro nel loro bilancio, potrebbero rivelarsi vulnerabili ad ulteriori diminuzioni dei prezzi e possono diventare obiettivi di acquisizione se il petrolio rimane al di sotto di 75 dollari al barile per ancora sei mesi. Le azioni della Halcon Resource Corp., una società con un valore di mercato delle azioni stimato in 1.2 miliardi di dollari che produce petrolio e gas naturale soprattutto in Texas e Nord Dakota, sono cadute del 48% nel penultimo trimestre del 2014. Secondo alcune stime di Goldman Sachs, con un prezzo sotto di 75 dollari per barile, la società nel 2015 risconterà un deficit di finanziamento di 614 milioni di dollari nel 2015.

Bisogna far notare che attualmente molte banche americane sono in allarme per i debiti accumulati dai produttori di shale oil. Vista la pesantezza della situazione dei prezzi bassi del greggio, molte compagnie petrolifere corrono il rischio di vedersi revocare le linee di credito. In presenza di alti rischi di solvibilità, molte banche americane nel secondo trimestre del 2015

hanno aumentato gli accantonamenti di fronte a potenziali sofferenze. Alcune banche di piccola dimensione, operanti in zone a forte produzione petrolifera, appaiono più a rischio, visto che non hanno la possibilità di accantonare grossi capitali in caso di eventuale crisi. Dopo il primo trimestre del 2015, con un ritmo da record, nel secondo trimestre gli investitori sono stati scottati dal crollo dei titoli in borsa e la fiducia sta venendo sempre meno.

### 2.3. *Si vede la luce nel tunnel?*

Bisogna far notare, che esiste un altro punto di vista, secondo il quale le previsioni non sono così brutte. Molti economisti credono che un calo nei prezzi di oltre il 50% sicuramente rallenterà le compagnie nel business dello shale, ma il punto importante è se riuscirà a fermarle per sempre? I cambiamenti tecnologici e le dimensioni operative consentiranno alle imprese di riavviare rapidamente le operazioni, una volta che i prezzi tornano sui livelli medi. Sicuramente la strumentazione non svanirà, neanche la forza lavoro, ed alla fine il *know - how* non andrà perduto.

Secondo Ronal Ripple, professore di finanza e business dell'energia presso l'Università di Tulsa, *“la cosa che spinge il business in avanti è il costo marginale, non il costo totale”*. *“Anche a prezzi bassi, la produzione continua a contribuire qualcosa per coprire l'investimento iniziale”*. Altri analisti del mercato come Bruce Everett, docente di economia del petrolio presso la Fletcher School della Università di Tufts, prevedono che se il prezzo scende a 50 dollari, i più grossi ed efficienti produttori continueranno a estrarre, in particolare nel bacino di Bakken, ricco di *“sweet spots”*.

Naturalmente, i produttori pianificano il loro business plan in attesa di recuperare l'investimento iniziale necessario per trovare il petrolio e perforare il pozzo - questo è il costo fisso. Ovviamente, bisogna calcolare anche i costi variabili, come il costo di estrazione del greggio anno dopo anno, contando la spesa per la forza lavoro e l'elettricità per esempio. In questo settore dove i rischi sono altissimi, le compagnie investono solo quando si prevedono dei prezzi futuri di gran lunga sopra la spesa totale dei costi fissi e variabili, nella speranza di grossi profitti. Il problema è che i prezzi di questo tipo di energia non rinnovabile, scendono spesso di molto sotto ciò che è necessario per restituire i loro costi totali, per non parlare di ottenere un rendimento decente.

Anche a prezzi bassi, quasi tutti i pozzi convenzionali continuano a pompare, questo perché il loro costo variabile per estrarre il greggio è molto inferiore ai prezzi del mercato. Per esempio, i pozzi di dieci anni, hanno costi variabili da 20 a 30 dollari al barile. Quindi i loro proprietari continuano a produrre con prezzi di 60 - 70 dollari, anche se per generare un buon ricavo sull'investimento totale, si richiederebbe un prezzo di 100 dollari al barile. In questo caso, tutto ciò che conta è il denaro che possono generare oltre il necessario per estrarre il greggio.

L'esempio mostrato sopra però non vale per il *fracking*. A differenza dei pozzi convenzionali, i pozzi di scisti hanno una vita estremamente breve. Per esempio, nella regione di Bakken, un pozzo che inizialmente estrae 1000 barili al giorno, si ridurrà a 280 barili all'inizio del secondo anno, una diminuzione di oltre il 70%. Entro l'inizio del terzo anno, le riserve del pozzo saranno esaurite e la produzione annuale sarà quasi nulla. Quindi, per generare un reddito costante o in aumento, i produttori devono perforare continuamente dei nuovi pozzi.

Secondo uno studio condotto da Rystad Energy e Morgan Stanley Commodity Research, in media, il costo critico dello shale americano è di 65 dollari per barile. Attualmente, siamo sotto questa soglia, quindi i produttori continueranno ad operare solo con i pozzi già scavati per generare un fatturato superiore ai loro costi variabili. Alla fine anno 2014, purtroppo le previsioni non sono state molto buone, il totale degli impianti petroliferi continua a diminuire. A causa della costante necessità di forare, i produttori per ottenere del denaro, sono

costretti a vendere azioni ed apparecchiature. Molti di loro sono pesantemente indebitati, un grosso problema anche per le banche e gli investitori che sono sempre più insicuri nel tenere i flussi di capitale sotto il tiro dei prezzi bassi. Prima era facile ottenere un finanziamento, quando i costi erano di circa 65 dollari e si vendeva a 100 dollari per barile. Ma se il prezzo scende a 50 dollari, qualcuno troverà il coraggio per continuare ad investire?

Secondo lo studio dell'economista Nida Cakir Melek del Federal Reserve Bank di Kansas, gli attuali prezzi bassi avranno un effetto prima sul numero di piattaforme petrolifere, si prevede un calo di 50% o di 60% nel periodo tra il 2014 ed il 2015 e poi sulla produzione del greggio. Rispettivamente, dai 1527 nel 2014 sono scesi ai 763 e ai 611 nel 2015. Comunque, il calo degli impianti di olio, non implica necessariamente una perdita di produzione, perché questi due non sono correlati tra di loro. Infatti, negli ultimi mesi del 2014 si è osservato un forte ribasso del numero di piattaforme, ma la produzione continuava a salire. Questo perché, grazie all'efficiente tecnologia di *pad drilling*, una piattaforma può perforare più di un pozzo senza che sia necessario smontarla e poi spostarla. Nel 2014, questo metodo ha raggiunto in media circa 22 pozzi di perforazione, rispetto il 2011, l'efficienza è aumentata di 11%. Secondo l'articolo, la produzione di petrolio statunitense nel 2015 potrebbe diminuire dal 0,7% fino a 8% rispetto ai livelli raggiunti nel 2014. Per ottenere la stessa o più altra produttività, l'efficienza di estrazione dovrebbe aumentare notevolmente.



## CAPITOLO III

*Modelli di diffusione delle innovazioni  
e metodi di stima dei parametri dei modelli non lineari*

### 3.1. Modelli di diffusione delle innovazioni

#### 3.1.1. Modello di Bass standard

Il modello di Bass (Frank Bass, 1969) ha dimostrato di essere un modello fondamentale nell'ambito del marketing, analizzando le vendite dei nuovi beni durevoli. Tale modello è stato ampiamente utilizzato nelle previsioni, in particolare dei nuovi prodotti e della tecnologia. Il modello descrive il ciclo di vita di un'innovazione, nelle sue fasi caratteristiche di lancio, crescita, maturità e declino. Esso presenta una logica di come interagiscono gli adottanti ed i potenziali adottanti di un nuovo prodotto. Le loro decisioni di acquisto sono influenzate da due tipologie di informazione: una esterna, i mass media e la comunicazione istituzionale, e una interna, definita "world of mouth". Queste due fonti di informazione, creano due gruppi distinti di adottanti. I componenti del primo gruppo vengono chiamati *innovatori*, influenzati dalle fonti esterne, il secondo invece, influenzato solamente dalle interazioni sociali, viene chiamato gruppo di *imitatori*. La velocità e la tempistica di adozione dei due gruppi, dipende dal loro grado di innovazione e il grado di imitazione tra gli adottanti.

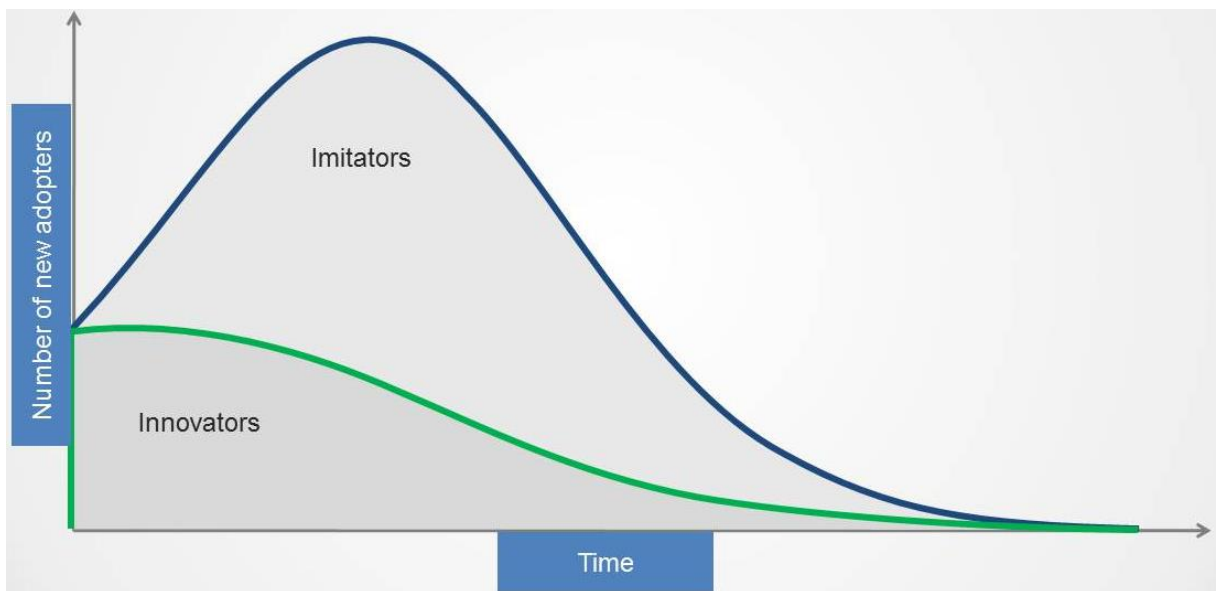


Figura 10: La curva dei nuovi adottanti; Modello di Bass (Frank Bass, 1969).

La rappresentazione formale del modello di Bass è una equazione differenziale di primo ordine:

$$z'(t) = \left(p + q \frac{z}{m}\right) (m - z) \quad (1)$$

che può essere riscritta come

$$z'(t) = p(m - z) + q \frac{z}{m} (m - z) \quad (2)$$

Questa equazione indica che la variazione nel tempo delle adozioni,  $z'(t)$ , è proporzionale al mercato residuo,  $(m - z)$  (con modulazioni differenti nei due gruppi) dove  $m$  è il mercato totale raggiungibile (*mercato potenziale*) e  $z(t)$  sono le vendite cumulate al tempo  $t$ . Il mercato potenziale  $m$  descrive il numero massimo di adozioni realizzabili nel ciclo di vita. Il mercato



residuo è regolato da due parametri,  $p$  e  $q$ . Il parametro  $p$  rappresenta l'effetto innovativo del processo,  $p > 0$ , dovuto fortemente ad azioni esogene quali le campagne di marketing e la comunicazione istituzionale. Esso è una frazione diretta del mercato residuo ( $m - z$ ). Mentre il parametro  $q$ ,  $q > 0$ , è chiamato il coefficiente di imitazione, la cui rilevanza è modulata dalla frazione  $\frac{z}{m}$ , informazione relativa presente nel sistema. Si noti che al tempo  $t = 0$ ,  $z'(t) = pm$ , è il livello costante di adottanti (innovatori) all'inizio del processo di diffusione.

Secondo il modello di Bass, interpretato come una *hazard rate*, cioè la probabilità che un individuo adotti un nuovo prodotto al tempo  $t$ , dato che non si è ancora adottato, viene rappresentata dalla seguente equazione:

$$\frac{f(t)}{(1-F(t))} = p + qF(t) \quad (3)$$

dove  $F(t)$  è la funzione di ripartizione, la probabilità di un'adozione al tempo  $t$ , invece  $f(t)$  è la funzione di densità della variabile casuale  $t$ , il tempo di adozione del nuovo prodotto.

### 3.1.2. Soluzione del modello di Bass

L'equazione di Riccati:

$$y' + ay^2 + by + c = 0 \quad (4)$$

sostituendo diventa

$$y' + a(y - r_1)(y - r_2) = 0 \quad (5)$$

dove  $a, b, c \in \mathbb{R}$ ,  $r_1 < r_2$  radici reali e distinte, usando la equazione caratteristica di secondo grado  $ap^2 + bp + c = 0$  e la formula  $\frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$ , le soluzioni reali hanno il segno opposto  $r_1 = -p/q$  e  $r_2 = 1$ , la funzione è monotona crescente,  $y(0) = 0$ ,  $c_0 = r_1/r_2$  e la soluzione passante per l'origine (0,0) è la seguente:

$$y = \frac{1 - e^{-a(r_2 - r_1)t}}{\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1} e^{-a(r_2 - r_1)t}} \quad (6)$$

Per sostituzione si ottiene la soluzione del modello di Bass:

$$y = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \quad (7)$$

dove  $z(t) = my(t)$ ,  $z(t)$  sono le vendite cumulate,  $m$  è il parametro di scala del processo assunto costante e la  $y(t)$  è la dinamica del processo in funzione di parametri  $p$  e  $q$ , quindi abbiamo:

$$z(t) = m \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}} \quad (8)$$

con  $t > 0$ ;  $p, q > 0$ . Il modello di Bass è parzialmente lineare nel parametro  $m$ , e il controllo dell'asintoto superiore è dovuto ad  $m$  poiché  $r_2 = 1$ .

Adozioni cumulate al tempo  $t$

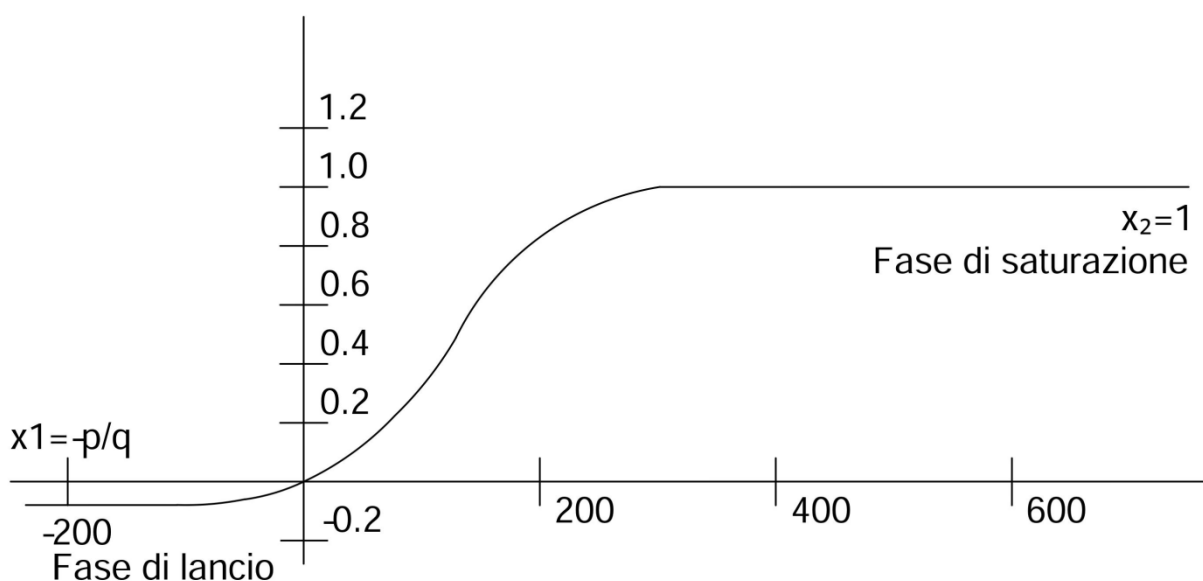


Figura 11: Modello di Bass; adozioni cumulate. Il modello descrive una saturazione

Calcolando la derivata prima, le adozioni istantanee (normalizzate) al tempo  $t$  sono:

$$y'(t) = \frac{p(p+q)^2 - e^{-(p+q)t}}{(p+q)e^{-(p+q)t}} \quad (9)$$

si dimostra che  $y'(t)$  è simmetrica limitatamente all'intervallo  $(0, 2t^+)$  con asse in  $t^+$ .

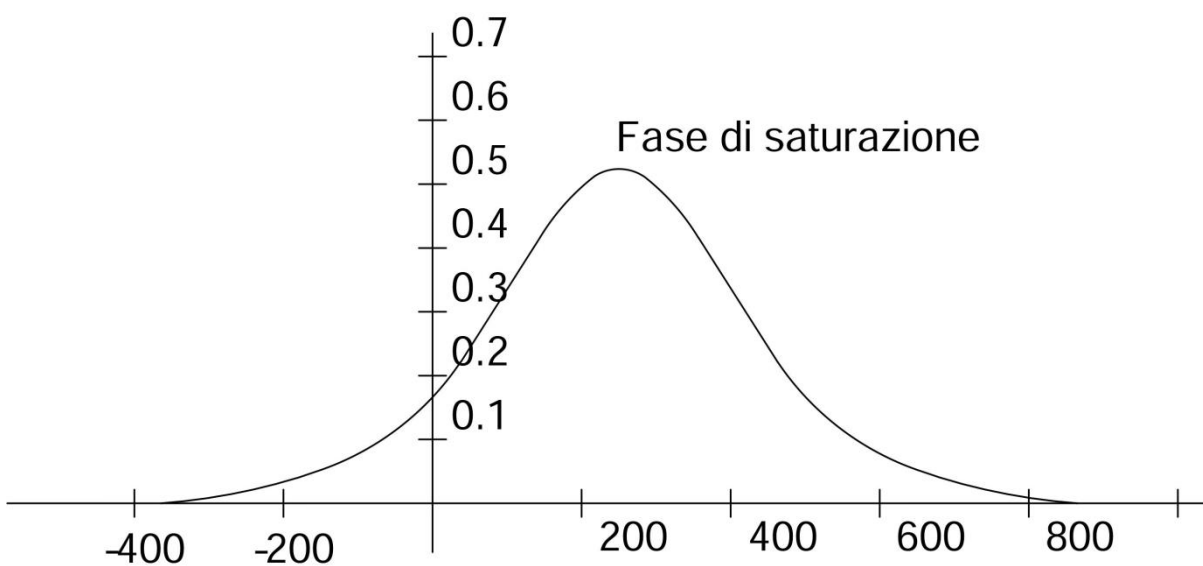


Figura 12: Modello di Bass; adozioni istantanee.

Il picco, o il punto massimo raggiunto al tempo  $t^*$  è pari a

$$t^* = \frac{\ln\left(\frac{q}{p}\right)}{(p+q)} \quad (10)$$

dove la funzione assume il valore

$$y'(t) = \frac{(p+q)^2}{4q} \quad (11)$$

### 3.1.3. Il modello di Bass, Krishnan e Jain, GBM

Il modello di Bass Generalizzato teorizzato nel 1994 dall'omonimo studioso insieme a Krishnan e Jain, permette attraverso l'utilizzo di una funzione portante  $x(t)$  di accelerare o rallentare il processo di diffusione del prodotto e di tenere in considerazione le strategie di prezzo e la comunicazione. Mediante tale funzione è attuabile l'immissione di *shock* esogeni riguardanti la serie storica. Un posizionamento di  $x(t)$  nel dominio  $0 < x(t) < 1$  denota un rallentamento nella diffusione, ovvero una dilatazione del tempo, mentre un valore  $x(t) > 1$  indica una contrazione nei tempi ed una corrispondente sollecitazione del processo diffusivo. La funzione portante  $x(t) = x(t, \vartheta)$ ,  $\vartheta \in R^k$  è una funzione integrabile in domini limitati e non negativa. Qui sotto si riporta l'equazione del modello di Bass generalizzato:

$$z'(t) = \left(p + q \frac{z}{m}\right) (m - z) x(t) \quad (12)$$

La soluzione generale del GBM è

$$z(t) = m \frac{1 - e^{-(p+q) \int_0^t x(\tau) d\tau}}{1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q) \int_0^t x(\tau) d\tau}} \quad t > 0, p, q, > 0 \quad (13)$$

Se  $x(t) = 1$  il modello si riduce in un classico modello di Bass. In assenza di una politica di prezzi e pubblicità  $x(t)$  è uniforme, per cui,

$$\int_0^t 1(\tau) d\tau = t .$$

Quando la politica di prezzo e/o la pubblicità viene accelerata, vengono accelerate ma non aumentate le vendite. Perché l'integrale diverge ad un numero grande. Quindi l'equazione diventa  $z(t) = m \frac{1}{1}$ , quindi  $z(t)$  è pari al mercato potenziale  $m$ . La (13), a meno la costante moltiplicativa  $m$ , è una funzione di ripartizione nel dominio temporale  $[0, +\infty)$ . Inoltre, le variazioni di  $x(t)$  alterano la densità  $z'(t)/m$  conservando l'integrale.

Sebbene la funzione  $x(t)$  fosse stata concepita per rappresentare le variabili del marketing mix, la sua struttura è così generale e semplice che potrebbe descrivere molteplici azioni esterne oltre alle strategie di marketing, come dei fenomeni che possono interagire con i processi di diffusione, quali interventi politici, ambientali e cambiamenti tecnologici.

### 3.1.3.1. Impulsi esponenziali

Gli *shock* esponenziali alterano la funzione portante in maniera molto intensa e sono caratterizzati spesso da un assorbimento che riporta alla stazionarietà con velocità variabili. In caso di tali perturbazioni, la serie storica va modellata attraverso una funzione a componenti esponenziali per ritornare in stazionarietà:

$$x(t) = 1 + c_i e^{b_i(t-a_i)} I_{t \geq a_i} \quad (14)$$

la funzione esponenziale si attiva solo se  $I_{t \geq a_i}$  sia vera. I parametri  $c_i$  descrivono l'intensità e il segno della perturbazione, invece i parametri  $b_i$  descrivono la persistenza dello *shock* e sono generalmente negativi ad indicare il riassorbimento dell'effetto;  $a_i$  rappresenta il momento dell'inizio della perturbazione ed assume segno positivo o negativo a seconda del tipo di intervento. Le funzioni indicatrici  $I$  assumono il valore 1 se l'evento indicato a deponente è verificato e 0 altrimenti. L'integrale definito corrispondente alla funzione  $x(t)$  assume la forma:

$$\int_0^t x(\tau) d\tau = t + c_i \frac{1}{b_i} (e^{b_i(t-a_i)} - 1) I_{t \geq a_i} \quad (15)$$

### 3.1.3.2. Impulsi rettangolari

Un intervento stabile che influisce sul processo di diffusione per un periodo relativamente lungo, quali misure istituzionali e regolamenti, può essere descritto da una funzione a componenti rettangolari

$$x(t) = 1 + c_i I_{t \geq a_i} I_{t \leq b_i} \quad (16)$$

dove  $c_i$  descrive l'intensità della perturbazione e il segno della perturbazione, invece i parametri  $a_i$ ,  $b_i$  definiscono l'intervallo temporale chiuso con  $a_i < b_i$ . Le funzioni indicatrici  $I$  assumono il valore 1 se l'evento indicato a deponente è verificato e 0 altrimenti. L'integrale definito corrispondente alla funzione  $x(t)$  assume la forma:

$$\int_0^t x(\tau) d\tau = t + c_i (t - a_i) I_{t \geq a_i} I_{t \leq b_i} + c_i (b_i - a_i) I_{t \geq b_i} \quad (17)$$

### 3.1.3.3. Impulsi misti

In alcuni casi, la funzione portante  $x(t)$  può contenere al suo interno interventi di natura differente che descrivono localmente perturbazioni. Si fa presente un caso, costituito da un impulso esponenziale e da un impulso rettangolare:

$$x(t) = 1 + c_1 e^{b_1(t-a_1)} I_{t \geq a_1} + c_2 I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2} \quad (18)$$

dove i parametri hanno lo stesso significato, descritto sopra. L'integrale definito corrispondente alla funzione  $x(t)$  assume la forma:

$$\int_0^t x(\tau) d\tau = t + c_1 \frac{1}{b_1} (e^{b_1(t-a_1)} - 1) I_{t \geq a_1} + c_2 (t - a_2) I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2} + c_2 (b_2 - a_2) I_{t \geq b_2} \quad (19)$$

Il GBM è un modello caratterizzato da grandi flessibilità. Può essere applicato per modellare un'ampia gamma di comportamenti diffusivi e riconoscere statisticamente gli effetti esterni come per esempio, aspetti istituzionali, politiche e fattori economici e sociali.

### 3.1.4. Space - Bass standard model (*SpaceBM3Bemm*)

Tale modello è basato sul riconoscimento di tre tipi fondamentali che definiscono le fonti basilari di eterogeneità, con un'asimmetria comune data dall'effetto di Bemmaor, riferita ai tre sub-modelli di Bass standard.

Il modello si basa sull'eterogeneità degli agenti in quanto è contraddistinto da una stratificazione all'interno della popolazione. Il modello è composto da 3 diversi gruppi di agenti: *mg* è il primo, ha un suo mercato potenziale e funge da benchmark, poi c'è il secondo *mb*, che convive col gruppo precedente con un suo proprio mercato potenziale. Alla fine c'è un altro gruppo, *ma*, che interagisce con i primi due gruppi e anche questo ha un suo mercato. I parametri degli innovatori e imitatori (*p* e *q*) vengono moltiplicati per i parametri *b* e *a*, e pertanto questo va a incidere sulla progressione di crescita dei tali gruppi rispetto al gruppo *mg* che fa da riferimento. Se il parametro *b* è maggiore o uguale a 1, esalta la crescita di *mb*, mentre se il parametro *b* è inferiore a 1 deprime la crescita del gruppo *mb* che pertanto decresce più rapidamente di *mg*. Analogamente vale per il parametro *a* e il gruppo *ma*. Il modello *SpaceBM3Bemm* contiene 3 sottopopolazioni diverse ma simultanee che si esprimono in un effetto spaziale di differenziazione.

Viene inoltre aggiunto un elemento, denominato parametro di "Bemmar & Lee" dal nome dei due omonimi studiosi che ne illustrarono gli aspetti nell'articolo "The Impact of Heterogeneity and III - Conditioning on Diffusion Model Parameter Estimates", (2002). Il suddetto parametro introduce un'asimmetria al modello previsionale, dovuta all'eterogeneità degli agenti. C'è asimmetria sinistra se *A* è positivo ed essa è tanto più maggiore quanto più maggiore è *A* di 1. Invece, vale l'inverso se *A* è negativo. Qui sotto si riporta l'equazione, formulata specialmente per il modello *SpaceBM3Bemm*:

$$z(t) = mg \frac{1-e^{-(p+q)t}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t})^A} + mb \frac{1-e^{-(p+q)bt}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)bt})^A} + ma \frac{1-e^{-(p+q)at}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)at})^A} \quad (20)$$

#### 3.1.4.1. Space - Bass standard model (*SpaceBM3trasl2Bemm*)

Qui l'unica differenza con il modello precedente è che vanno aggiunti due parametri nuovi; *tb* e *ta* che interagiscono ulteriormente sulla velocità della crescita del gruppo *mb* e *ma*. In totale i parametri diventano 10. Qui sotto si riporta l'equazione, formulata specialmente per il modello *SpaceBM3trasl2Bemm*:

$$z(t) = mg \frac{1-e^{-(p+q)t}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)t})^A} + mb \frac{1-e^{-(p+q)b(t-tb)}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)b(t-tb)})^A} It > tb + ma \frac{1-e^{-(p+q)a(t-ta)}}{(1+\frac{q}{p}e^{-(p+q)a(t-ta)})^A} It > ta \quad (21)$$

### 3.1.5. Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BMtrasl)

Tale modello fa sempre parte del gruppo Space, ma stavolta è composto nella sua prima parte da un GBM con uno *shock* esponenziale ed uno *shock* rettangolare. Nella seconda parte invece opera un modello di Bass standard, con  $t_2 < t$ , con lo scopo di catturare meglio la dinamica della serie storica. Qui sotto si riporta l'equazione, formulata specialmente per il modello *SpaceGBMe1r1BMtrasl*:

$$z(t) = m_1 \frac{1 - e^{-(p_1+q_1)\left(t+\frac{c_1}{b_1}e^{b_1(t-a_1)}-1\right)} I_{t \geq a_1+c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2+c_2(b_2-a_2)} I_{t > b_2}}{1 + \frac{q_1}{p_1} e^{-(p_1+q_1)\left(t+\frac{c_1}{b_1}e^{b_1(t-a_1)}-1\right)} I_{t \geq a_1+c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2+c_2(b_2-a_2)} I_{t > b_2}} +$$

$$m_2 \frac{1 - e^{-(p_2+q_2)(t-t_2)}}{\left(1 + \frac{q_2}{p_2} e^{-(p_2+q_2)(t-t_2)}\right)} I_{t \leq t_2} \quad (22)$$

#### 3.1.5.1. Space - GBM - Bass standard (SpaceGBMe1r1BM2trasl2)

Il modello proposto è identico al suo predecessore, con l'unica differenza che quest'ultimo è arricchito con un altro modello di Bass standard, con un  $t_3 < t$ . Qui sotto si riporta l'equazione, formulata specialmente per il modello *SpaceGBMe1r1BM2trasl2*.

$$z(t) = m_1 \frac{1 - e^{-(p_1+q_1)\left(t+\frac{c_1}{b_1}e^{b_1(t-a_1)}-1\right)} I_{t \geq a_1+c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2+c_2(b_2-a_2)} I_{t > b_2}}{1 + \frac{q_1}{p_1} e^{-(p_1+q_1)\left(t+\frac{c_1}{b_1}e^{b_1(t-a_1)}-1\right)} I_{t \geq a_1+c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2+c_2(b_2-a_2)} I_{t > b_2}} +$$

$$m_2 \frac{1 - e^{-(p_2+q_2)(t-t_2)}}{\left(1 + \frac{q_2}{p_2} e^{-(p_2+q_2)(t-t_2)}\right)} I_{t \leq t_2} +$$

$$m_3 \frac{1 - e^{-(p_3+q_3)(t-t_3)}}{\left(1 + \frac{q_3}{p_3} e^{-(p_3+q_3)(t-t_3)}\right)} I_{t \leq t_3} \quad (23)$$

## 3.2. Metodi di stima dei parametri dei modelli non lineari

### 3.2.1. Regressione non lineare - i minimi quadrati non lineari

Si consideri il modello non lineare nei parametri a regressori fissi:

$$y_i = f(x_i; \vartheta) + \varepsilon_i \quad (24)$$

dove  $y_i \in R$  (output osservato),  $x_i \in R^n$  - regressori osservati senza errore,  $f$  è la relazione funzionale nota (BM o GBM),  $\vartheta \in R$  - parametro ignoto e  $\varepsilon_i \sim E(\varepsilon) = 0$ ;  $\sigma_\varepsilon^2 = \sigma^2$  (omoschedasticità).  $\frac{\partial f(x_i; \vartheta)}{\partial \vartheta}$  se non dipende da  $\vartheta$  ma solo da  $x$ , è lineare. Adottando il metodo dei minimi quadrati, la quantità da minimizzare rispetto a  $\vartheta$  è

$$S(\vartheta) = \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i; \vartheta)]^2 \quad (25)$$

Le equazioni normali risultano

$$\frac{\partial S(\vartheta)}{\partial(\vartheta_i)} = -2 \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i; \vartheta)] \frac{\partial f(x_i; \vartheta)}{\partial \vartheta_i} = 0, \quad i = 1, \dots, k \quad (26)$$

Risolvendo l'equazione (26) rispetto a  $\vartheta$  si ottiene la stima  $\hat{\vartheta}$  dei minimi quadrati del vettore dei parametri  $\vartheta$ .

Si semplifichi la notazione ponendo  $f_i(x_i; \vartheta)$  e si indichi con  $f(\vartheta)$  il vettore  $(f_1(\vartheta), f_2(\vartheta), \dots, f_n(\vartheta))'$ , inoltre sia  $\varepsilon = (\varepsilon_1, \varepsilon_2, \dots, \varepsilon_n)'$  e  $y = (y_1, y_2, \dots, y_n)'$ :

$$\text{Jacobiano} \quad F.(\vartheta) = \frac{\partial f(\vartheta)}{\partial \vartheta'} = \frac{\partial f_i(\vartheta)}{\partial \vartheta_r} \quad ; \quad i = 1, \dots, n \quad \text{e} \quad r = 1, \dots, p \quad (27)$$

Quindi bisogna rendere la devianza  $S(\vartheta)$  (la forma quadratica del vettore dell'errore) minima e trovare la  $\hat{\vartheta}$ . Sotto  $\varepsilon = y - f(\vartheta)$  derivando la (27) rispetto a  $\vartheta$  si ottiene:

$$F.'(y - f(\vartheta)) = 0 \quad (28)$$

$$\tau = f(\hat{\vartheta}) + \hat{F}.(\vartheta - \hat{\vartheta}) \quad (29)$$

$$\text{e il proiettore} \quad \hat{P}_F = \hat{F}.(\hat{F}.'\hat{F}.)^{-1}\hat{F}'. \quad \text{e} \quad \hat{P}_F \hat{\varepsilon} = 0 \quad (30)$$

cui corrisponde, sotto le assunzioni fatte, una soluzione di  $\vartheta$ , ovvero alla condizione di ortogonalità  $F. \perp \varepsilon$ .

### 3.2.2. Il metodo di Gauss - Newton

Il metodo di Gauss - Newton consiste nel linearizzare  $f(x_i; \vartheta)$  e nell'applicare quindi il metodo dei minimi quadrati lineari.

Sia  $\vartheta_a$  il vettore di stime iniziali dei parametri. Si sviluppi  $f(x_i; \vartheta)$  in serie di Taylor in un intorno di  $\vartheta_a$

$$f(\vartheta) \approx f(\vartheta_a) + F.(\vartheta_a)(\vartheta - \vartheta_a) \quad (31)$$

Si ponga per semplicità  $F.a = F.(\vartheta_a)$ . Dobbiamo approssimare in termini lineari la devianza

$$\begin{aligned} S(\vartheta) &= [y - f(\vartheta)]'[y - f(\vartheta)] \\ &\approx [y - f(\vartheta_a) + F.a(\vartheta - \vartheta_a)]'[y - f(\vartheta_a) + F.a(\vartheta - \vartheta_a)] \\ &= [z - F.a\beta]'[z - F.a\beta] \end{aligned} \quad (32)$$

Si ottiene un modello lineare, per cui il minimo  $\hat{\beta}$  si consegue per  $\hat{\beta} = (F.a'F.a)^{-1}F.a'z$  e quindi

$$\beta = (\vartheta_b - \vartheta_a) = ((F.a'F.a)^{-1}F.a' (y - f(\vartheta_a))) = \delta_a \quad (33)$$

In altri termini, la seconda approssimazione è del tipo

$$\vartheta_b = \vartheta_a + \delta_a \quad (34)$$

Si osservi che in corrispondenza del minimo  $\delta_a$  è nullo e l'aggiornamento si arresta. Si osservi inoltre che  $\delta_a$  è nullo quando  $F'_{.a}(y - f(\vartheta_a))$  è nullo, ovvero quando è soddisfatta la condizione dell'equazione (28).

### 3.2.3. Il metodo di Levenberg – Marquardt

La prima formalizzazione del metodo risale storicamente al lavoro di Levenberg (1944). È poi stato modificato da Marquardt nel 1963. Il metodo evita il coinvolgimento diretto della matrice  $(F'_{.a} F_{.a})$ . Il nuovo passo di aggiornamento introduce una opportuna matrice diagonale a rango pieno:

$$\delta_a = (F'_{.a} F_{.a} + \gamma_a D_a)^{-1} F'_{.a} (y - f(\vartheta_a)) \quad (35)$$

dove  $D_a$  è un diagonale con elementi positivi. In corrispondenza della soluzione è soddisfatta la condizione di ortogonalità  $\hat{F}'(y - f(\hat{\vartheta})) = 0$ . Il parametro  $\gamma_a$  viene modificato in funzione della devianza  $S(\vartheta)$ .

### 3.2.4. Processi stocastici

Un processo stocastico è descritto come “un fenomeno che evolve seguendo delle leggi probabilistiche”. Si consideri uno spazio di probabilità  $(\Omega, F, P)$ , dove  $\Omega$  è lo spazio degli eventi elementari,  $F$  una  $\sigma$ -algebra su  $\Omega$  e  $P$  una misura di probabilità. Dato uno spazio parametrico  $T$ , si definisce processo stocastico una funzione finita e a valori reali di  $\omega \in \Omega$  e  $t \in T$  tale che, per ogni  $t$ ,  $Y_t(\omega)$  è una funzione misurabile di  $\omega$ . Un processo stocastico è quindi una funzione di due variabili di natura differente:  $t$ , di natura matematica, che ha la funzione di ordinare cronologicamente la famiglia di v.c;  $\omega$ , evento che specifica su  $\Omega$  quale risultato si verifica per  $t$  fissato.

Un processo stocastico è una serie di variabili casuali dipendenti dal tempo:

$$\{Y_t, t = t_1, t_2, \dots\} \quad (36)$$

Funzione Media:  $\mu_t = E[Y_t] \quad (37)$

Funzione Varianza:  $\sigma^2_t = Var[Y_t] = E[Y_t - \mu_t]^2 \quad (38)$

Funzione di Autovarianza:  $\gamma_{t_1, t_2} = E\{[Y_{t_1} - \mu_{t_1}][Y_{t_2} - \mu_{t_2}]\} \quad (39)$

l'autocovarianza è la covarianza tra v.c. del *medesimo* processo stocastico spaziate fra di loro di uno *sfasamento temporale* pari a  $k = |t_2 - t_1|$ . In corrispondenza a  $k = 0$ , la funzione varianza si può interpretare come l'autocovarianza.

*Funzione di autocorrelazione* o ACF:

$$\rho_{t_1, t_2} = \frac{\gamma_{t_1, t_2}}{\sigma_{t_1, t_2}} \quad (40)$$



la (40) è una misura di correlazione tra  $Y_{t1}$  e  $Y_{t2}$ .

### 3.2.4.1. Processo rumore bianco (*white noise*)

Il processo *white noise* è uno dei processi stocastici più importanti. Il processo  $\{\varepsilon_t\}$  è composto da v.c. incorrelate a media nulla e varianza costante. La funzione di autocorrelazione di un processo *white noise* è

$$\rho_k = \begin{cases} 1 & k = 0 \\ 0 & k = \pm 1, \pm 2, \dots \end{cases} \quad (41)$$

La funzione di autocorrelazione parziale,  $P_k$ , è identicamente uguale a  $\rho_k$  dal momento che le componenti sono serialmente incorrelate.

Utilizzando l'approssimazione di Bartlett, per un processo *white noise*

$$\text{Var}[\hat{\sigma}_k] \cong \frac{1}{n} \quad \forall k \neq 0 \quad (42)$$

Dalla Eq. (42) si può dedurre che per l'autocorrelazione empirica di un processo *white noise* asintoticamente vale il risultato  $\sqrt{n} \rho_k \sim N(0,1)$  e si può considerare  $\rho_k \sim N(0, \frac{1}{n})$ . Questo risultato è utile per il controllo dei residui di un modello stimato. Il rifiuto dell'ipotesi di presenza di correlazione, ad un opportuno livello di significatività, comporta l'abbandono del modello.

### 3.2.4.2. Processo a media mobile - $MA(q)$

Sia  $\{\varepsilon_t\}$  un processo *white noise* di media zero e varianza  $\sigma^2_\varepsilon$ . Un processo a media mobile di ordine  $q$  è definito come

$$Y_t = \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}, \quad (43)$$

con  $\theta_j (j = 0, \dots, q)$  parametri costanti. Tale processo si chiama  $MA(q)$  (*Moving Average*).

La media e l'autocovarianza di un processo  $MA(q)$  sono pari rispettivamente a

$$E[Y_T] = E[\varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}] = 0$$

$$\gamma_k = \begin{cases} \sigma^2_\varepsilon (1 + \sum_{i=1}^q \theta_i^2) & k = 0 \\ \sigma^2_\varepsilon (-\theta_k + \theta_1 \theta_{k+1} + \theta_2 \theta_{k+2} + \dots + \theta_{q-k} \theta_q) & k = 1, \dots, q \\ 0 & k > q \end{cases} \quad (44)$$

La funzione di autocorrelazione è quindi

$$\rho_k = \begin{cases} 1 & k = 0 \\ \frac{-\theta_k + \theta_1 \theta_{k+1} + \theta_2 \theta_{k+2} + \dots + \theta_{q-k} \theta_q}{1 + \theta_1^2 + \dots + \theta_q^2} & k = 1, \dots, q \\ 0 & k > q \end{cases} \quad (45)$$

La funzione di autocorrelazione parziale  $P_k$  al divergere di  $k$  tende ad annullarsi, con un comportamento misto tra l'esponenziale e lo pseudoperiodico, a seconda del valore dei parametri del processo.

Inoltre MA( $q$ ) è sempre stazionario, visto che la media e la varianza sono costanti e non dipendono dal tempo.

### 3.2.4.3. Processo autoregressivo - AR( $p$ )

Sia  $\{\varepsilon_t\}$  un processo *white noise* di media nulla e varianza  $\sigma^2_\varepsilon$ . Si definisce che  $\{Y_t\}$  è un processo autoregressivo di ordine  $p$ , AR( $p$ ) (*AutoRegressive*) se

$$Y_t = \varphi_0 + \varphi_1 Y_{t-1} + \dots + \varphi_p Y_{t-p} + \varepsilon_t \quad (46)$$

con  $\varphi_i (i = 0, \dots, p)$  parametri costanti. La variabile  $Y_t$  è il risultato di una somma pesata di valori passati di uno *shock* casuale contemporaneo. La media di un processo AR( $p$ ) è pari a

$$\mu = E[Y_t] = \frac{\varphi_0}{1 - \varphi_1 - \dots - \varphi_p} + \varepsilon_t \quad (47)$$

La media di  $Y_t$  è zero solo se  $\varphi_0 = 0$ . La funzione di autocovarianza del processo è data da

$$\gamma_k = \begin{cases} \varphi_1 \gamma_1 + \dots + \varphi_p \gamma_p + \sigma^2_\varepsilon & k = 0 \\ \varphi_1 \gamma_{k-1} + \dots + \varphi_p \gamma_{k-p} & k > 0 \end{cases} \quad (48)$$

La funzione di autocorrelazione parziale  $P_k$  di un processo autoregressivo, al divergere di  $k$ , è diversa di zero per  $k \leq p$  e si annulla per  $k > p$ .

### 3.2.4.4. Processo autoregressivo a media mobile - ARMA( $p, q$ )

Partendo da un processo  $\{\varepsilon_t\}$  *white noise* di media nulla e varianza  $\sigma^2_\varepsilon$ , si dice che  $\{Y_t\}$  è un processo autoregressivo a media mobile di ordine  $(p, q)$ , indicato come ARMA( $p, q$ ) (*Autoregressive Moving Average*),

$$Y_t - \sum_{i=1}^p \varphi_i Y_{t-i} = \varphi_0 + \varepsilon_t - \sum_{j=1}^q \theta_j \varepsilon_{t-j} \quad (49)$$

Si noti che con  $p = 0$  si torna ad avere un MA( $q$ ) e quando  $q = 0$  si ha un modello AR( $p$ ). Tali modelli sono stati proposti da Box Jenkins (1976) per il trattamento delle serie storiche.

La funzione di autocovarianza

$$\gamma_k = \begin{cases} \varphi_1 \gamma_{k-1} + \dots + \varphi_p \gamma_{k-p} + E(Y_{t-k} \varepsilon_t) - \theta_1 E(Y_{t-k} \varepsilon_{t-1}) + \\ - \dots - \theta_q E(Y_{t-k} \varepsilon_{t-q}) & k = 0, 1, \dots, q \\ \varphi_1 \gamma_{k-1} + \dots + \varphi_p \gamma_{k-p} & k \geq q + 1 \end{cases} \quad (50)$$

Fino al ritardo  $q$  la funzione di autocovarianza dipende sia dalla parte autoregressiva sia da quella a media mobile; per  $k > q$ , invece essa dipende solo dalla parte autoregressiva.

La funzione di autocorrelazione è pari a

$$\rho_k = \begin{cases} \frac{\gamma_k}{\gamma_0} & k = 0, 1, \dots, q \\ \varphi_1 \rho_{k-1} + \dots + \varphi_p \rho_{k-p} & k \geq q + 1 \end{cases} \quad (51)$$

Per  $k > q$ , l'*ACF* di un processo  $ARMA(p, q)$  tende ad annullarsi come per un processo  $AR(p)$ , dipendente dai valori dei parametri autoregressivi  $\varphi_i$ . Per  $k > p$ , la *PACF* tende ad annullarsi in maniera esponenziale come per un processo  $MA(q)$ , e dipende dai valori dei parametri  $\theta_i$ .



## CAPITOLO IV

### *Analisi statistica della produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti*

In questa parte tecnica del lavoro, verrà studiato il livello di produzione del petrolio greggio negli Stati Uniti. L'attenzione viene focalizzata sui risultati più recenti, ottenuti negli ultimi anni, dovuti alla diffusa implementazione della tecnologia del *fracking* nell'estrazione del petrolio di scisto americano.

Come si è visto nel capitolo II, apparentemente in questi ultimi 2-3 anni si comincia a mettere in dubbio la fattibilità della tecnologia per gli alti costi di produzione in presenza di bassi prezzi di mercato. L'azione dell'OPEC è stata rivolta ad abbassare i prezzi del petrolio, di quasi il 55%, sperando di riuscire a sortire il risultato, e fermare o bloccare nel lungo periodo la produzione dello shale oil negli Stati Uniti. L'obiettivo principale di questo lavoro è capire, conoscendo anche i livelli di produzione del gas naturale, se l'ipotesi dominante di parecchi economisti e di svariati media internazionali sia pienamente sostenibile: *la tecnologia del fracking, confligge così tanto con la convenienza economica nel portarla avanti? I produttori di petrolio americani riusciranno a mantenere la crescita produttiva agli stessi livelli anche nel 2015? Il collasso dei prezzi, dovuto alla manovra dell'OPEC, spingerà lo shale oil americano fuori del mercato globale?*

Per poter dare una risposta concreta a queste domande importanti a livello economico globale, verrà analizzata e valutata la serie storica delle produzioni in questione. Inoltre, verranno eseguite diverse elaborazioni, applicando i modelli statistici di diffusione di F. Bass (1969) e le sue varianti (si veda il capitolo III), al fine di comprendere la dinamica passata della serie storica dei dati e provare a prevedere i suoi possibili andamenti futuri. Tutti questi lavori e considerazioni sul ciclo di vita dell'estrazione del petrolio greggio negli Stati Uniti, sono stati possibili, mediante l'utilizzo del software di elaborazione statistica Statgraphics Centurion XVII.

L'analisi più sotto esposta, è stata suddivisa a due parti. Nella prima, inizialmente sono stati presi in considerazione i dati osservati, presenti fino la fine dell'anno 2013. Nel corso dell'analisi sono stati forniti gli ultimi dati attualmente disponibili, quelli del 2014, che fanno parte della seconda parte del lavoro. Questo ha lo scopo di studiare e segnalare le incertezze in questa fase delle previsioni.

## 4.1. Parte prima - dati osservati annuali fino al 2013

La fonte dei dati di produzione del petrolio greggio negli Stati Uniti è la *Energy Information Administration* (EIA). Il primo anno della serie storica ha origine nel 1859, l'ultimo dato osservato invece è l'anno 2013.

1859	2	1898	55364	1937	1277653	1976	2976180
1860	500	1899	57071	1938	1213254	1977	3009265
1861	2114	1900	63621	1939	1264256	1978	3178216
1862	3057	1901	69389	1940	1503176	1979	3121310
1863	2611	1902	88767	1941	1404182	1980	3146365
1864	2116	1903	100461	1942	1385479	1981	3128624
1865	2498	1904	117081	1943	1505613	1982	3156715
1866	3598	1905	134717	1944	1677904	1983	3170999
1867	3347	1906	126494	1945	1713655	1984	3249696
1868	3646	1907	166095	1946	1733424	1985	3274553
1869	4215	1908	178527	1947	1856987	1986	3168252
1870	5261	1909	183171	1948	2020185	1987	3047378
1871	5205	1910	209557	1949	1841940	1988	2979123
1872	6293	1911	220449	1950	1973574	1989	2778773
1873	9894	1912	222935	1951	2247711	1990	2684687
1874	10927	1913	248446	1952	2289836	1991	2707039
1875	12163	1914	265763	1953	2357082	1992	2624632
1875	9133	1915	281104	1954	2314988	1993	2499033
1876	13350	1916	300767	1957	2484428	1994	2431476
1877	15397	1917	335316	1956	2617283	1995	2394268
1878	19914	1918	355928	1957	2616901	1996	2366017
1879	26286	1919	378367	1958	2448987	1997	2354831
1880	27661	1920	442929	1959	2574590	1998	2281919
1881	30350	1921	472183	1960	2574933	1999	2146732
1882	23450	1922	557531	1961	2621758	2000	2130707
1883	24218	1923	732407	1962	2676189	2001	2117511
1884	21859	1924	713940	1963	2752723	2002	2096588
1885	28065	1925	620373	1964	2786822	2003	2061995
1886	28283	1926	770874	1965	2848514	2004	1991394
1887	27612	1927	901129	1966	3027763	2005	1891227
1888	35164	1928	901474	1967	3215742	2006	1857044
1890	45824	1929	1007323	1968	3329042	2007	1853166
1891	54293	1930	898011	1969	3371751	2008	1830002
1892	50515	1931	851081	1970	3517450	2009	1952670
1893	48431	1932	785159	1971	3453914	2010	2000861
1894	49344	1933	905656	1972	3455368	2011	2060398
1895	52892	1934	908065	1973	3360903	2012	2377806
1896	60960	1935	993942	1974	3202585	2013	2723309
1897	60476	1936	1098513	1975	3056779		

Tabella 2. Produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti (Migliaia di barili);

Fonte dei dati: EIA; Dati annuali, origine anno 1859 - 2013

Nella Figura 13 si può osservare l'andamento della serie storica annuale delle produzioni di petrolio negli Stati Uniti. Si nota subito il punto massimo, il picco produttivo, raggiunto negli anni 1970, la cosiddetta era d'oro per il petrolio. Negli anni seguenti, come già scritto nel capitolo II, inizia la grande recessione energetica, e la produzione risulta in continuo calo, si stabilizza per un po' prima della metà degli anni 1980, per poi decrescere drasticamente fino al 2009, un anno dopo l'arrivo della grande crisi "finanziaria". Infatti, se questa analisi si faceva sei anni fa, facilmente si sarebbe potuto concludere che il ciclo di vita della serie storica si stava per chiudere, visti i livelli bassissimi di produzione vicini a quelli degli anni 1940-1950.

Tutto però cambia negli ultimi 5-6 anni, nella Figura 13 si presenta un'ultimo *shock* positivo nel 2009, dove gli alti prezzi dell'energia hanno spinto le compagnie petrolifere ad investire di più nelle costosissime tecnologie di estrazione dallo shale, così la fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale vengono applicate per la prima volta su larga scala. Nel periodo dal 2009 fino al 2013, si è registrato un aumento della produzione nazionale di petrolio di circa 771 milioni di barili. Questo aumento è dovuto, in larga misura, alla produzione da scisti ed altre risorse correlate grazie al *fracking*. I produttori di energia sono stati in grado di accedere alle riserve non sfruttate in precedenza. Secondo l'ultima relazione dell'Annual Energy Outlook (2015), le previsioni per i prossimi 5 anni, sono piuttosto ottimistiche. Ma in presenza di prezzi sempre più bassi, gli alti costi di estrazione saranno sostenibili?

Produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti (migliaia di barili); dati EIA

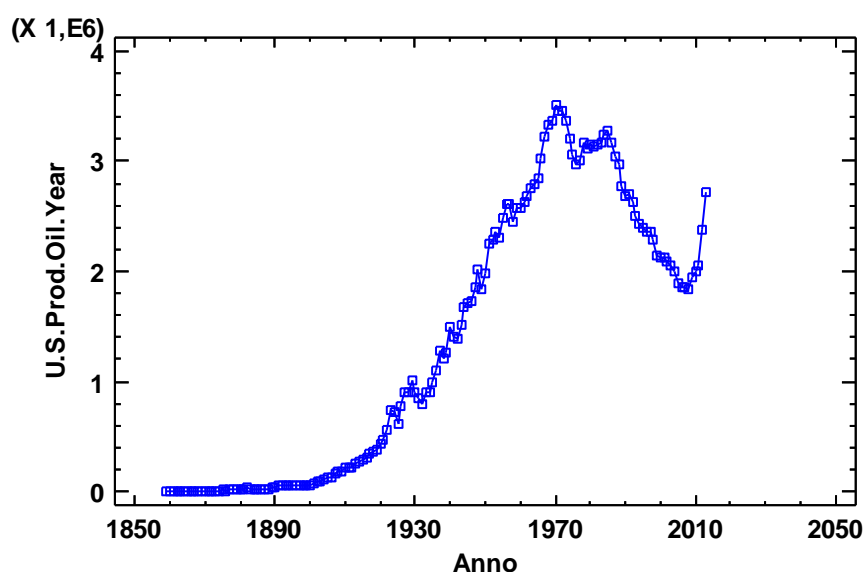


Figura 13: Serie storica dai dati osservati; Produzione statunitense di petrolio; 1859 - 2013.

#### 4.1.1 Space - GBM - Bass standard model (SpaceGBMe1r1BMtrasl)

Studiando diversi modelli di diffusione (si veda a questo proposito l'Appendice), si propone qui un modello di regressione chiamato SpaceGBMe1r1BMtrasl la cui formulazione è descritta nell'Equazione 22. Il modello fa parte del gruppo Space, come visto nel precedente capitolo. Esso è caratterizzato da una forma evolutiva a 2 regimi ed è composto nella sua prima parte da un GBM con uno *shock* esponenziale ed uno *shock* rettangolare, nella seconda parte invece opera un modello di Bass standard, con  $t_2 < t$ , per poter catturare meglio la dinamica della serie storica. In totale i parametri sono 13. L'ultimo valore della serie storica dei dati osservati è quello del 2013. Si presentano qui i risultati principali:

##### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di petrolio grezzo (Migliaia di barili))

Variabili indipendenti:

t

Funzione da stimare:  $(m_1 * (1 - \text{EXP}(-(p_1 + q_1) * (t + (c_1 / b_1) * (\text{EXP}(b_1 * (t - a_1)) - 1) * (a_1 \leq t) + c_2 * (t - a_2) * (a_2 \leq t) * (t \leq b_2) + c_2 * (b_2 - a_2) * (b_2 < t)))) / (1 + (q_1 / p_1) * \text{EXP}(-(p_1 + q_1) * (t + (c_1 / b_1) * (\text{EXP}(b_1 * (t - a_1)) - 1) * (a_1 \leq t) + c_2 * (t - a_2) * (a_2 \leq t) * (t \leq b_2) + c_2 * (b_2 - a_2) * (b_2 < t)))))) + (m_2 * (1 - \text{EXP}(-(p_2 + q_2) * (t - t_2))) / (1 + (q_2 / p_2) * \text{EXP}(-(p_2 + q_2) * (t - t_2)))) * (t > t_2)$



Stime dei parametri iniziali:

$m1 = 1,94241E8$   
 $p1 = 0,0000418$   
 $q1 = 0,03889$   
 $c1 = 1,358$   
 $b1 = -0,01395$   
 $a1 = 40,0$   
 $c2 = -0,159932$   
 $a2 = 131,0$   
 $b2 = 149,0$   
 $m2 = 5,57605E8$   
 $p2 = 0,00086$   
 $q2 = 0,016$   
 $t2 = 107,0$

Numero di osservazioni: 156

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza delle stime dei parametri.

Numero di iterazioni: 17

Numero di chiamate di funzione: 258

### Risultati della stima

			Intervallo di confidenza al	95,0%
		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m1	1,9363E8	5,38786E6	1,8298E8	2,0428E8
p1	0,00004211	0,0000114437	0,0000194892	0,0000647308
q1	0,0389371	0,0134975	0,0122566	0,0656177
c1	1,36944	0,746653	-0,106469	2,84534
b1	-0,0142849	0,00614318	-0,0264281	-0,00214174
a1	40,5858	2,0212	36,5905	44,5811
c2	-0,420435	0,139985	-0,697143	-0,143728
a2	138,344	0,492362	137,371	139,317
b2	152,485	1,31524	149,886	155,085
m2	5,30021E8	5,28919E8	-5,15492E8	1,57553E9
p2	0,000804214	0,000860103	-0,000895947	0,00250438
q2	0,025901	3,6909E12	-7,29579E12	7,29579E12
t2	106,898	1,5861E11	-3,13523E11	3,13523E11

### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,29387E18	13	9,95282E16
Residuo	1,05964E13	143	7,41004E10
Totale	1,29388E18	156	
Totale (Corr.)	7,64766E17	155	

R-quadrato = 99,9986 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9985 percento

Errore standard della stima = 272214,

Errore assoluto medio = 200695,

Statistica di Durbin-Watson = 0,21766

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,859726

Il coefficiente di determinazione è notevole,  $R^2_{oil} = 0,999986\%$ . Il mercato potenziale  $m1$  è pari a 1,9363E8. Il rapporto  $q1/p1$  è pari a 924,65, stante ad indicare che la quota asintotica degli innovatori,  $F_p$ , che è indipendente dalla funzione portante  $x(t)$ , risulta essere meno di 1%. Questo vuol dire che la diffusione negli US della produzione di petrolio greggio è molto vicina ad un modello imitativo. Il controllo di un processo del genere probabilmente deve basarsi su un forte accordo sociale.

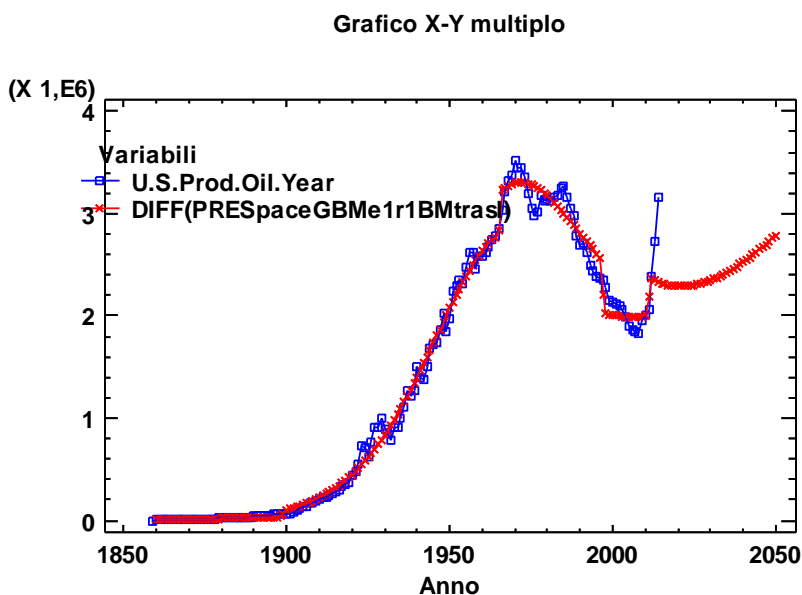
Gli intervalli di confidenza del GBMe1r1 risultano piuttosto buoni, non si può dire lo stesso per i parametri del modello di Bass standard, ma il fatto che gli intervalli contengono lo zero non è preoccupante.

Lo shock esponenziale presenta un'intensità iniziale positiva,  $c1 = 1,36$  è posizionato intorno al 1900,  $a1 = 41$ , con la presenza di una smemorizzazione certa,  $b1 = -0,014$ . Tale shock è

sicuramente imputabile al “*Texas oil boom*” chiamato anche “*Gusher age*”, un periodo di grandi cambiamenti e di crescita economica, nello stato americano del Texas nel corso del ventesimo secolo, che ha avuto inizio con la scoperta di una grande riserva di petrolio vicino a Beaumont. Il Texas è diventato molto rapidamente uno dei principali stati produttori di petrolio, negli Stati Uniti, insieme all’Oklahoma ed alla California. Gli US raggiungono presto l’impero russo come il primo produttore di olio. Il famoso “*Spindletop strike*” del 1901, al tempo il più produttivo pozzo di petrolio al mondo mai trovato, e’ stato considerato dalla maggior parte degli storici, come punto di partenza.

Per quanto riguarda il secondo *shock*, esso si situa in una finestra compresa tra la 138 ° e la 152 ° osservazione, corrispondenti agli anni dal 1996 fino al 2010. Si tratta di uno *shock* negativo, come si capisce dalla stima dell’intervallo di confidenza relativo al parametro  $c2 = -0,4204$ . Può darsi che tale *shock*, sia stato influenzato in parte dal precedentemente crollo nella produzione di petrolio, avvenuto negli Stati Uniti intorno al 1985, famoso come il “*1980s Oil Glut*”, un grande eccesso di petrolio grezzo, causato da una diminuzione della domanda in seguito alla crisi energetica degli anni 1970. Di seguito il prezzo mondiale del petrolio, che aveva raggiunto il picco nel 1980, a oltre 35 dollari al barile è sceso nel 1986 da 27 dollari al di sotto di 10 dollari. Da questo collasso, hanno guadagnato un grosso beneficio i paesi consumatori di petrolio, come gli Stati Uniti. Si noti che come è stato già descritto nel capitolo II, dall’inizio degli anni 1990 fino alla grande recessione del 2008, i bassi prezzi del greggio in combinazione con gli alti costi del *fracking* non hanno stimolato le compagnie petrolifere ad investire nello shale oil. (si veda la Figura 14).

Il valore del mercato potenziale stimato dal modello di Bass standard,  $m2 = 5,30021E8$  è a volte più grande del  $m1$ . Il parametro  $t2 = 107$ , ci dice che il modello comincia ad interagire intorno al 1965. Interessante è il fatto che il rapporto  $q2/p2$  è pari a 32, questo vuol dire che la quota asintotica degli innovatori,  $F_p$ , è intorno al 12%, dato che indica che gli innovatori hanno un ruolo rilevante nella produzione di petrolio negli Stati Uniti.



*Figura 14:* Serie originale dei dati istantanei e previsione del modello SpaceGBMe1r1BMtrasl; Produzione annuale di petrolio negli Stati Uniti (Migliaia di barili).

Il grafico evidenzia una soddisfacente capacità descrittiva del modello SpaceGBMe1r1BMtrasl. Si potrebbe volere di più nella parte finale della serie storica, le

ultime due osservazioni non vengono catturate e la deviazione tra dati osservati e previsti appare eccessiva.

Il valore della statistica di Durbin - Watson pari al  $0,21766 < 2$ , ci suggerisce la presenza di residui correlati tra di loro, quindi il modello va ulteriormente affinato esaminando i residui con un processo ARMAX(2,0,1) + 1 regressore. Si presentano qui di seguito i risultati principali di tale analisi più raffinata.

### Previsione - U.S.Prod.Oil.Year.Cum

Variabile: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di petrolio grezzo (Migliaia di barili))

Numero di osservazioni = 156

Indice iniziale = 1

Intervallo di campionamento = 1,0 anno(i)

#### Sintesi della previsione

Modello di previsione selezionato: ARIMA(2,0,1) + 1 regressore

Numero di previsioni generate: 12

Numero di periodi trattenuti per convalida: 0

	Stima	Convalida
Statistica	Periodo	Periodo
RMSE	84909,2	
MAE	52725,7	
MAPE	646,829	
ME	4083,47	
MPE	-646,206	

#### Sintesi del modello ARIMA

Parametro	Stima	Errore std.	t	P-value
AR(1)	1,68352	0,10145	16,5945	0,000000
AR(2)	-0,675334	0,104004	-6,49334	0,000000
MA(1)	-0,408676	0,0987105	-4,14014	0,000057
PRESpaceGBMe1r1BMtra	0,941542	0,0323353	29,1181	0,000000

Previsione storica: sì

Varianza stimata di rumore bianco = 7,20969E9 con 152 gradi di libertà

Deviazione standard stimata di rumore bianco = 84909,9

Numero di iterazioni: 14

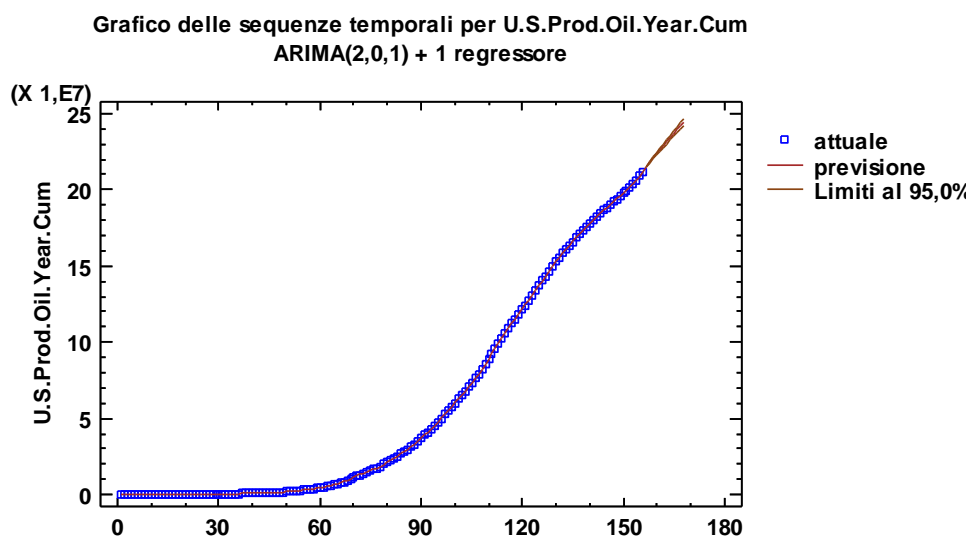


Figura 15: Grafico delle sequenze temporali (U.S.Prod.Oil.Year.Cum) modellato con un ARMAX (2,0,1) + 1 regressore.

Autocorrelazioni dei residui per adattate U.S.Prod.Oil.Year.Cum  
ARIMA(2,0,1) + 1 regressore

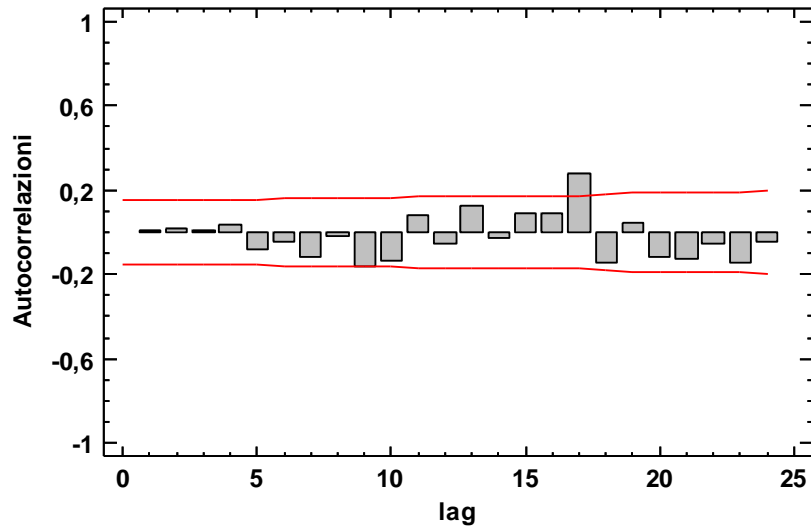


Figura 16: Correlogramma dei residui modellati con un ARMAX (2,0,1) + 1 regressore.

L'affinamento dei residui con un processo ARMAX(2,0,1) + 1 regressore, presenta un notevole guadagno in termini di riduzione della devianza, diminuita da circa 1,05964E13 a circa 1,09587288E12. Il modello appare decisamente decentrato, si veda la Figura 25 relativa al test dei residui ai vari lags, anche i componenti del modello sono tutti significativi secondo le statistiche *t* e i *p-values*.

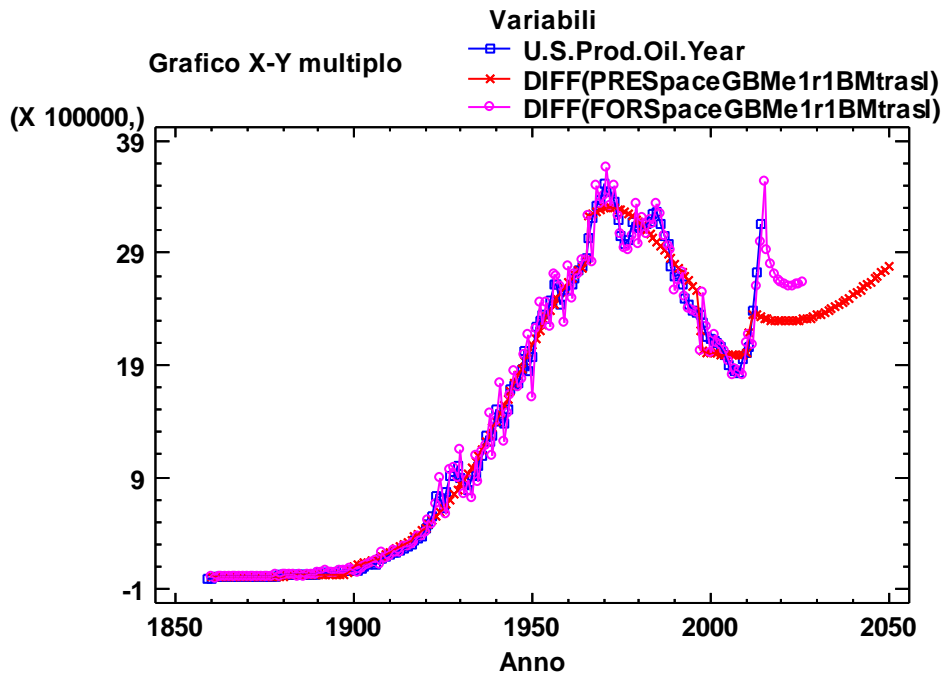


Figura 17: Grafico di confronto tra osservazioni istantanee, previsioni del modello SpaceGBMe1r1BMtrasl e previsioni del processo ARMAX (2,0,1) + 1 regressore.

La presentazione grafica, su scala istantanea, evidenzia una debole capacità previsionale del modello SpaceGBMe1r1BMtrasl nella parte finale della serie storica, più precisamente rispetto le osservazioni nel arco temporale 2012-2013.

#### 4.1.2. Space -GBM -Bass standard model (SpaceGBMe1r1BM2trasl2)

Si intravedono spazi di manovra in termini di introduzione di apposite perturbazioni per migliorare l'adattamento e la capacità previsionale del modello. Nello specifico si procede all'applicazione del modello SpaceGBMe1r1BM2trasl2 (descritto nell'Equazione 23). L'unica differenza rispetto al suo predecessore è che quest'ultimo è arricchito con un altro modello di Bass standard, con un tempo di inizializzazione  $t_3$  pari a 153.

Si presentano qui i risultati principali applicando il modello SpaceGBMe1r1BM2trasl2. L'ultimo valore della serie storica dei dati osservati è quello del 2013:

#### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum2013

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum2013

Variabili indipendenti:

t

Funzione da stimare:  $(m_1 * (1 - \text{EXP}(-(p_1 + q_1) * (t + (c_1/b_1) * (\text{EXP}(b_1 * (t - a_1)) - 1) * (a_1 \leq t) + c_2 * (t - a_2) * (a_2 \leq t) * (t \leq b_2) + c_2 * (b_2 - a_2) * (b_2 < t) ))) / (1 + (q_1/p_1) * \text{EXP}(-(p_1 + q_1) * (t + (c_1/b_1) * (\text{EXP}(b_1 * (t - a_1)) - 1) * (a_1 \leq t) + c_2 * (t - a_2) * (a_2 \leq t) * (t \leq b_2) + c_2 * (b_2 - a_2) * (b_2 < t) ))) + (m_2 * (1 - \text{EXP}(-(p_2 + q_2) * (t - t_2))) / (1 + (q_2/p_2) * \text{EXP}(-(p_2 + q_2) * (t - t_2)))) * (t > t_2) + (m_3 * (1 - \text{EXP}(-(p_3 + q_3) * (t - t_3))) / (1 + (q_3/p_3) * \text{EXP}(-(p_3 + q_3) * (t - t_3)))) * (t > t_3)$

Stime dei parametri iniziali:

m1 = 2,3333E8  
 p1 = 0,00003  
 q1 = 0,04  
 c1 = 1,49  
 b1 = -0,02  
 a1 = 43,0  
 c2 = -0,1  
 a2 = 127,0  
 b2 = 150,0  
 m2 = 3,5115E8  
 p2 = 0,001  
 q2 = 0,01  
 t2 = 107,0  
 m3 = 3,1111E8  
 p3 = 0,001  
 q3 = 0,01  
 t3 = 153,0

Numero di osservazioni: 155

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 13

Numero di chiamate di funzione: 250

#### Risultati della stima

			Intervallo di confidenza al	
		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m1	2,27147E8	1,01757E7	2,07026E8	2,47267E8
p1	0,0000332736	0,0000100314	0,0000134385	0,0000531087
q1	0,0417591	0,0147251	0,012643	0,0708752
c1	1,46829	0,692179	0,0996369	2,83694
b1	-0,0232192	0,012795	-0,0485188	0,00208043
a1	43,2591	1,7485	39,8018	46,7165

c2	-0,110298	0,0291284	-0,167893	-0,0527018
a2	133,6	0,874064	131,872	135,328
b2	149,355	1,90056	145,597	153,113
m2	3,77834E8	2,91493E9	-5,38588E9	6,14155E9
p2	0,000657385	0,00508447	-0,00939617	0,0107109
q2	0,00853505	7,57914E11	-1,49863E12	1,49863E12
t2	106,308	7,59272E10	-1,50131E11	1,50131E11
m3	7,95309E8	287,76	7,95309E8	7,9531E8
p3	0,00254877	8,9729E13	-1,77422E14	1,77422E14
q3	-0,790387	1,49997E11	-2,9659E11	2,9659E11
t3	153,507	1,49614E11	-2,95834E11	2,95834E11

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,24888E18	17	7,34637E16
Residuo	6,90978E12	138	5,00709E10
Totale	1,24889E18	155	
Totale (Corr.)	7,40939E17	154	

R-quadrato = 99,9991 per cento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,999 per cento

Errore standard della stima = 223765,

Errore assoluto medio = 152465,

Statistica di Durbin-Watson = 0,179933

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,910026

Il coefficiente di determinazione,  $R^2_{oil} = 0,999991\%$ , è migliorato rispetto il precedente  $R^2_{oil} = 0,999986\%$ . Le stime dei parametri del primo modello GBMe1r1, quale fa parte del modello complesso SpaceGBMe1r1BM2tras12, confermano i risultati precedentemente ottenuti. Gli intervalli di confidenza sono stretti e non passano per lo zero cambiando il segno. Nello specifico, il primo *shock* di natura esponenziale, si posiziona sempre intorno all'anno 1902,  $a1 = 43$ , con una intensità positiva,  $c1 = 1,46829$  e con una smemorizzazione ben certa,  $b1 = -0,0232$ . Cambiano di poco anche i risultati dei parametri riferiti al secondo *shock* rettangolare. In questa modellazione l'intensità è sempre negativa ma meno forte,  $c2 = -0,1103$  (rispetto al  $-0,4204$ ), si situa in una finestra tra gli anni 1993 e 2008,  $a2 = 134$  e  $c2 = 149$ . Come è stato fatto notare nel secondo capitolo, gli anni '90 sono caratterizzati da bassi prezzi del greggio, lento ma continuo declino della produzione statunitense e un numero abbastanza stabile di pozzi di produzione. Le compagnie petrolifere in quel periodo sono poco incentivate ad investire nel *fracking* degli scisti, perché il costo è troppo alto rispetto i bassi prezzi del mercato. Dopo la "grande recessione" del 2008, la situazione cambia drasticamente, con l'aumento dei prezzi sia del petrolio che del gas naturale, la combinazione di fratturazione idraulica e la perforazione orizzontale porta dei risultati non immaginabili in termini di produzione e profitto. Con notevole rapidità, il numero totale di impianti petroliferi e pozzi nuovi di scisti aumenta significativamente.

Il mercato potenziale del GBMe1r1 risulta più grande di quello ottenuto dal suo predecessore,  $m1 = 2,27147E8$  (rispetto al  $1,9363E8$ ). Si può dire il contrario per  $m2 = 3,77834E8$  (rispetto al  $5,30021E8$ ), invece il valore del parametro  $t2$  è sempre pari a 106, confermando che il modello comincia ad interagire intorno all'anno 1965, alcuni anni prima del picco più produttivo. Il rapporto  $q2/p2$  è pari a 12,98, stante ad indicare, che la quota asintotica degli innovatori,  $F_p$ , è intorno al 22%, un valore molto sopra la media osservata dei modelli precedentemente stimati. Si può dire che gli innovatori hanno un ruolo significativo nella produzione di petrolio estratto dagli scisti negli Stati Uniti. E' interessante far notare che il parametro  $t3$  è pari a 154, questo vuol dire che intorno all'anno 2012, comincia ad interagire il secondo modello di Bass standard con un valore di  $m3$  pari a  $7,95309E8$ . Una cifra mai vista finora, sicuramente legata alla sempre più diffusa implementazione della tecnologia di *super-fracking*. Gli investimenti nel settore risultano 6% del totale degli investimenti dell'intero paese. L'aumento del capitale sociale ha portato dei grandi risultati in termini di

produttività, da 2,1 miliardi di barili nel 2000 è salita a 2,72 miliardi di barili, un aumento pari a circa 30%. Si veda la Figura 18.

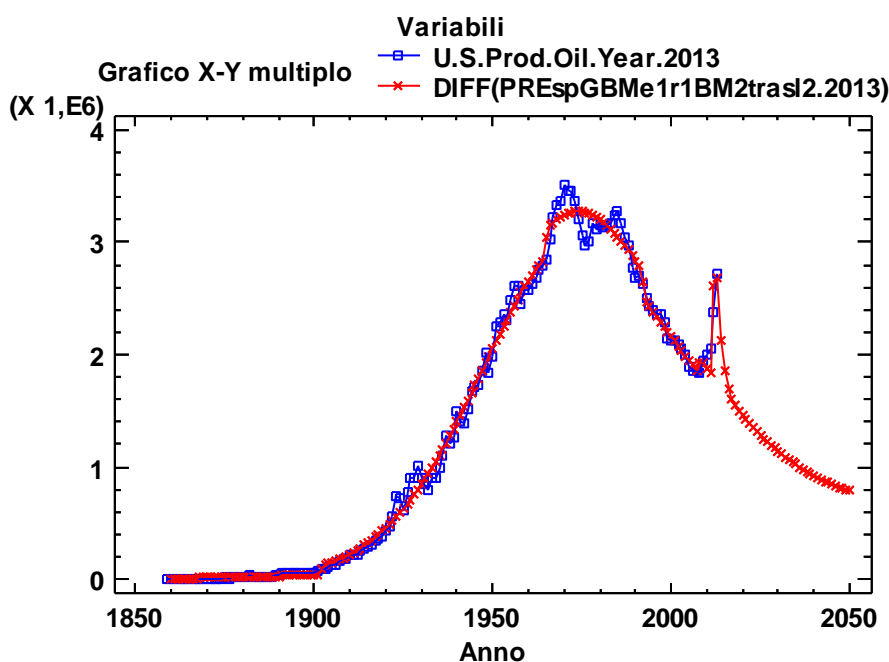


Figura 18: Serie originale dei dati istantanei e previsione del modello SpaceGBMe1r1BM2trasl2; Produzione annuale di petrolio negli Stati Uniti (Migliaia di barili). Fonte dei dati EIA; Origine anno 1859-2013.

Non c'è dubbio che aggiungendo un secondo modello di Bass standard la performance dello SpaceGBMe1r1BM2trasl2 è migliorata. Nella Figura 18 si evidenzia chiaramente che la “debolezza” del modello nella parte finale della serie storica è sparita. Il modello coglie perfettamente la dinamica della serie, fa un saltino finale, per poi prevedere un forte decadimento nel 2013, come si vede al grafico, si potrebbe dire che quest'anno è un *change point* nel comportamento del modello, che probabilmente potrebbe portare alla chiusura del suo ciclo di vita.

Se l'analisi si fosse fermata qui, avremmo concluso che i risultati dei modelli di diffusione avrebbero confermato l'ipotesi dominante secondo la quale il *boom* del *fracking* sia stato interrotto o bloccato in forza dai prezzi bassi del petrolio, e l'OPEC sarebbe stato il “vincitore” nella battaglia per l'oro nero. L'innovativa tecnologia per l'estrazione dello shale confliggerebbe con la convenienza economica a portarla avanti. I produttori sarebbero disperati, ed in grossa difficoltà con i finanziamenti e le vendite marginali. A loro volta, gli investitori si ritirerebbero, perché non riescono a mantenere i flussi di capitale ad un prezzo del greggio sotto ai 65 dollari. Sembra una impresa quasi impossibile a reggere sotto la forte pressione dei prezzi bassi, quindi i produttori sarebbero costretti ad uscire dal mercato.

## 4.2. Seconda parte - dati osservati annuali aggiornati al 2014

I dati osservati sono stati aggiornati con l'ultimo valore presente, quello dell'anno 2014, pari a 3161866 (Migliaia di barili, EIA). Si noti che quest'ultimo valore è altissimo. Infatti, il più grande aumento nella produzione petrolifera americana, è avvenuto proprio dal 2013 al 2014, stimabile a quasi 440 milioni di barili. La domanda importante in questa fase è, se aggiungendo questo dato in più, la direzione finale viene confermata o meno.

### 4.2.1. Space -GBM -Bass standard model (SpaceGBMe1r1BM2trasl2)

Si presentano qui i dati principali applicando l'ultimo modello presentato - lo SpaceGBMe1r1BM2trasl2 (descritto nell'Equazione 23). La serie storica dei dati osservati è stata aggiornata con l'ultimo dato presente, quello del 2014:

#### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di)

Variabili indipendenti:

t

Funzione da stimare:  $(m1*(1-EXP(-(p1+q1)*(t+(c1/b1)*(EXP(b1*(t-a1))-1)*(a1 <= t)+c2*(t-a2)*(a2 <= t)*(t <= b2)+c2*(b2-a2)*(b2 < t)))/(1+(q1/p1)*EXP(-(p1+q1)*(t+(c1/b1)*(EXP(b1*(t-a1))-1)*(a1 <= t)+c2*(t-a2)*(a2 <= t)*(t <= b2)+c2*(b2-a2)*(b2 < t)))) + (m2*(1-EXP(-(p2+q2)*(t-t2)))/(1+(q2/p2)*EXP(-(p2+q2)*(t-t2))))*(t > t2) + (m3*(1-EXP(-(p3+q3)*(t-t3)))/(1+(q3/p3)*EXP(-(p3+q3)*(t-t3))))*(t > t3)$

Stime dei parametri iniziali:

m1 = 2,3333E8

p1 = 0,00003

q1 = 0,04

c1 = 1,49

b1 = -0,02

a1 = 43,0

c2 = -0,1

a2 = 127,0

b2 = 150,0

m2 = 3,5115E8

p2 = 0,001

q2 = 0,01

t2 = 107,0

m3 = 3,1111E8

p3 = 0,001

q3 = 0,2

t3 = 153,0

Numero di osservazioni: 156

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza delle stime dei parametri.

Numero di iterazioni: 123

Numero di chiamate di funzione: 2340

#### Risultati della stima

		Intervallo di confidenza al		95,0%
		asintotico		
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m1	2,53773E8	4,31399E6	2,45244E8	2,62303E8
p1	0,0000325969	0,00000429795	0,000024099	0,0000410947
q1	0,0404232	0,00564992	0,0292523	0,0515941
c1	1,55677	0,267017	1,02883	2,08471
b1	-0,0245953	0,00564147	-0,0357495	-0,0134411
a1	44,4348	1,1305	42,1996	46,67
c2	-0,123585	0,0181108	-0,159394	-0,0877769
a2	133,112	0,477595	132,168	134,056
b2	149,929	1,02194	147,908	151,949
m2	6,67726E8	2,08715E11	-4,12E11	4,13335E11



p2	0,00201587	0,630231	-1,24407	1,2481
q2	-0,905012	5,77557E10	-1,14193E11	1,14193E11
t2	110,632	8,17057E10	-1,61547E11	1,61547E11
m3	4,15666E8	849,07	4,15665E8	4,15668E8
p3	0,00100118	3,50438E14	-6,92879E14	6,92879E14
q3	0,43498	7,97593E11	-1,57699E12	1,57699E12
t3	152,632	1,42517E11	-2,81783E11	2,81783E11

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,29387E18	17	7,61101E16
Residuo	5,11596E12	139	3,68054E10
Totale	1,29388E18	156	
Totale (Corr.)	7,64766E17	155	

R-quadrato = 99,9993 per cento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9993 per cento

Errore standard della stima = 191847,

Errore assoluto medio = 136038,

Statistica di Durbin-Watson = 0,211772

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,894105

Il coefficiente di determinazione,  $R^2_{oil} = 0,999993\%$  sembra migliorato rispetto il precedente,  $R^2_{oil} = 0,999991\%$ . Si può paragonare più precisamente utilizzando il rapporto di correlazione multipla al quadrato:  $\bar{R}^2_{oil} = (R^2_{oil} - R^2_{2oil}) / (1 - R^2_{oil}) = 0,2857143$ . Il valore non è altissimo, ma comunque è un miglioramento non trascurabile. Il fatto più interessante è che aggiungendo una sola osservazione in più, la dinamica del modello più arricchito nella fase finale della serie storica cambia radicalmente. Nella *Tabella 3*, vengono riportati i valori dei parametri, confrontando i risultati ottenuti prima e dopo aver aggiunto l'ultimo dato osservato, quello del 2014.

	m1	p1	q1	c1	b1	a1
Sp2013	2,27147E8	0,000033274	0,0417591	1,46829	-0,0232192	43,2591
Sp2014	2,53773E8	0,000032597	0,0404232	1,55677	-0,0245953	44,4348
	c2	a2	b2	m2	p2	q2
Sp2013	-0,110298	133,6	149,355	3,77834E8	0,00065739	0,00853505
Sp2014	-0,123585	133,11	149,929	6,67726E8	0,00201587	-0,905012
	t2	m3	p3	q3	t3	R <sup>2</sup>
Sp2013	106,308	7,95309E8	0,00254877	-0,790387	153,507	0,999991
Sp2014	110,632	4,15666E8	0,00100118	0,43498	152,632	0,999993

*Tabella 3*: Produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti. Migliaia di barili. E' stato considerato: SpaceGBMe1r1BM2tras12, 1859-2013 e SpaceGBMe1r1BM2tras12, 1859-2014.

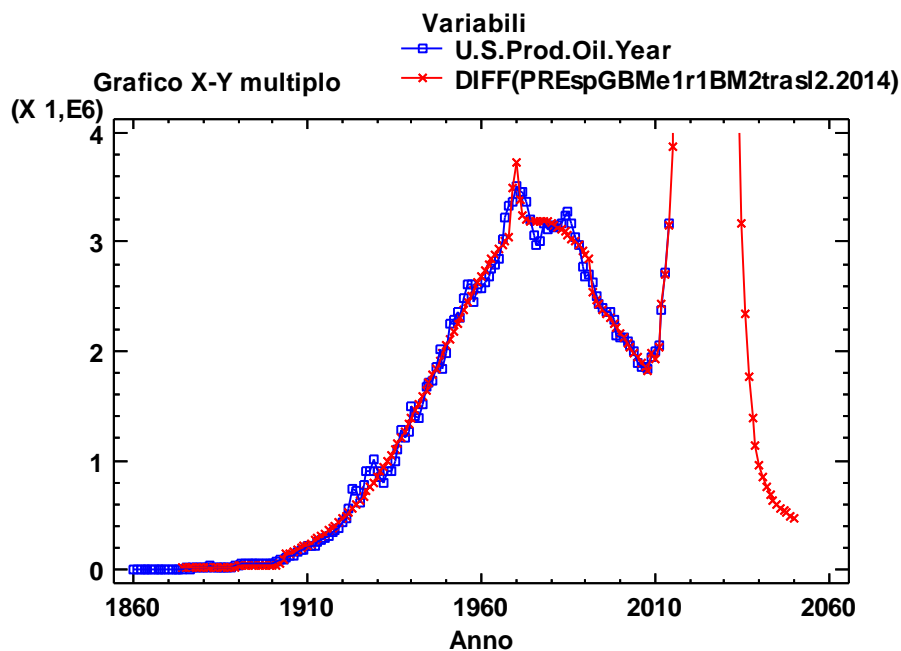
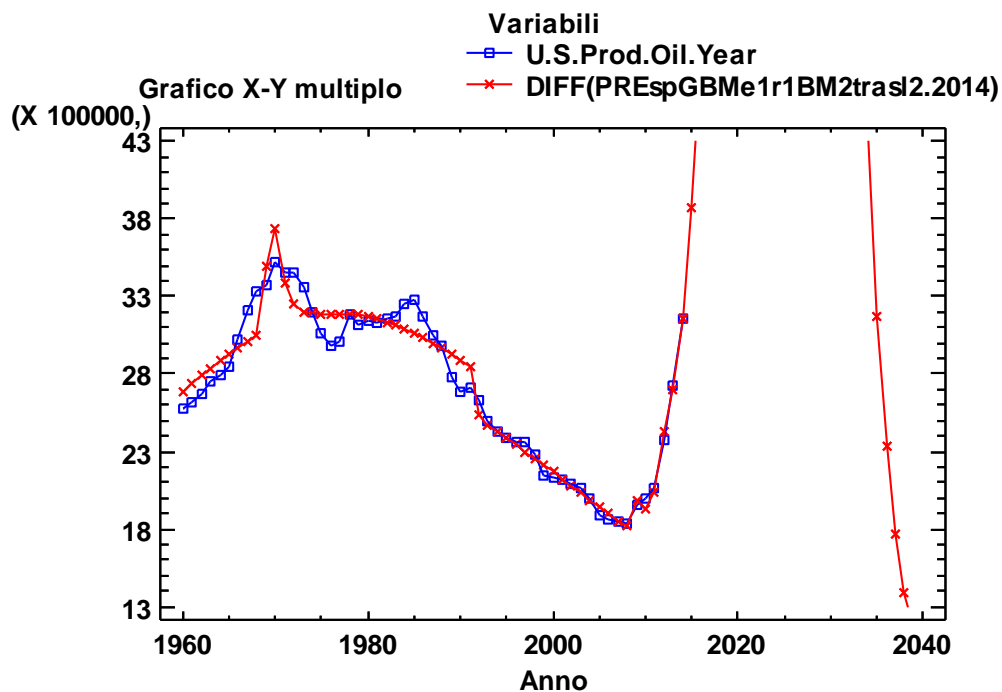


Figura 19: Serie originale dei dati istantanei e previsione del modello SpaceGBMe1r1BM2trasl2; Produzione annuale di petrolio negli Stati Uniti (Migliaia di barili). Fonte dei dati EIA; Origine anno 1859 - 2014.



La Figura 19 è stata ingrandita nella parte finale, per poter visionare meglio la dinamica del modello. Inoltre la punta è stata tolta.

Aggiungendo solo un valore in più, quello del 2014, il modello cambia drasticamente la sua direzione, stando ad indicare che si sta cominciando a consolidare una traiettoria che è totalmente diversa da quella riduttiva, concepita fino al 2013. Chiaramente non si può fare affidamento sulla punta e sulle previsioni, ma la cosa più importante è il segnale che viene dato secondo il quale c'è proprio continuità nell'investimento. Questo sintomo qui è importantissimo, perché rifiuta l'ipotesi generale di parecchi economisti secondo i quali l'azione dell'OPEC di abbassare i prezzi per mettere in difficoltà dal punto di vista dei finanziamenti e delle vendite marginali, non ha dato dei risultati attesi nei tempi stretti. Nei primi mesi del 2015 siamo stati testimoni di un abbassamento spaventoso, da quasi 110 dollari per barile, il prezzo del petrolio è sceso a quasi 55 dollari per barile, una differenza non vista negli ultimi 5-6 anni. Ciò nonostante, gli americani continuano a produrre, dando delle rese spaventose. Se osserviamo la Figura 19, vediamo che stiamo tornando ai livelli dei picchi dei primi anni settanta. Oggettivamente ci siamo trovati di fronte a questo cambiamento di struttura dovuto ad un inatteso dato di produzione, non immaginabile a fronte delle ipotesi di tipo giornalistico ed economico, finanziario, secondo le quali molti vedevano la tecnologia messa in difficoltà, proprio per questa manovra dell'OPEC.

L'affinamento dei residui con un processo ARMAX(2,0,1) + 1 regressore, conferma la centratura del modello, tutti i residui appaiono non correlati, anche i componenti del modello sono tutti significativi secondo le statistiche  $t$  e i  $p$ -values. La Figura 20, è la prova concreta secondo la quale il modello e la sua evoluzione nella parte finale vengono confermati. Ovviamente, bisogna tener presente che questa "esplosione" locale, che poi ritorna sul percorso tradizionale potrebbe essere un "fuoco di paglia". Si tratta di un segnale significativo ma bisogna capire se il dato successivo possa confermare questa direzione o la direzione opposta.

Visto che attualmente non ci sono delle informazioni aggiuntive, per poter capire se questo ultimo elemento sia stabile oppure potrebbero esserci delle turbolenze, è stato analizzato il primo trimestre della serie storica mensile, sempre riguardo la produzione di petrolio negli Stati Uniti. (si vedano la Tabella 4 e la Figura 21)

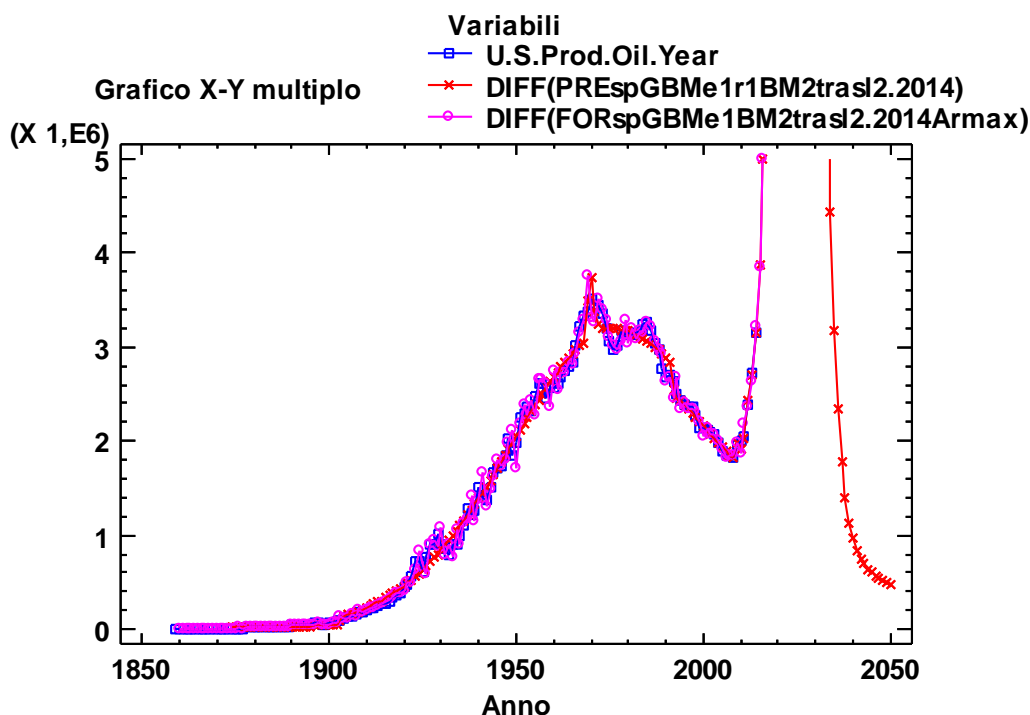


Figura 20: Grafico di confronto tra osservazioni istantanee, previsioni del modello SpaceGBMe1r1BM2trasl2 e previsioni del processo ARMAX (2,0,1) + 1 regressore.

#### 4.2.2. Dati mensili (Gennaio 1859 - Aprile 2015)

Sono stati presi in considerazione i dati mensili della produzione di petrolio greggio statunitense (in migliaia di barili), prestando attenzione ai valori dei primi mesi del corrente anno 2015: Gennaio - 288464, Febbraio - 264109, Marzo - 300450. Rispetto al dato del dicembre del 2014, pari a 292078 (migliaia di barili), che tra l'altro è stato uno dei più forti mesi produttivi nella storia del petrolio americana, si nota subito che, durante i primi due mesi del 2015 vi è stato un piccolo calo rispetto al dato di dicembre. Ma si guardi ora il dato di marzo, che non solo supera quello del fine anno 2014, ma risulta il quinto dato più grande nella storia della produzione petrolifera americana, sorpassando molti valori dell'era d'oro durante gli anni 1970.

Si propone un modello di regressione sempre del gruppo Space, il *SPGBMe1BMtraslBemmF*. Questo è composto da un GBM con uno shock esponenziale e di un modello Bass standard, con  $t2 < t$ . Nella Tab. 3 sotto sono stati riportati i valori dei parametri: il mercato di riferimento  $m1$ , e la componente aggiuntiva  $m2$ , i punti di riferimento dinamici,  $p$  e  $q$ , ed i corrispondenti parametri degli effetti dinamici,  $c1$ ,  $b1$  e  $a1$ . In parentesi sono gli intervalli di confidenza assintotici a 95%. Il coefficiente di determinazione,  $R^2 = 0,99998$  basato ai dati cumulati. D-W è il valore della statistica di Durbin - Watson pari al  $0,000989409 < 2$ , suggerisce presenza di correlazione tra i residui.

	m1	p1	q1	c1	b1	a1
Sp2015	2,42249E8 (2,41582E8) (2,42916E8)	0,000003212 (0,0000028782) (0,0000035464)	0,002790 (0,00237146) (0,00320928)	1,6584 (1,29307) (2,02293)	-0,00109 (-0,0012663) (-0,0009266)	478,479 (464,308) (492,649)
	m2	p2	q2	t2	R <sup>2</sup>	D-W
Sp2015	3,58122E7 (-1,16267E8) (1,87892E8)	0,000920484 (-0,0004503) (0,00229128)	0,0285581 (0,0020743) (0,0550418)	1789,66 (1724,88) (1854,44)	0,999981	0,00098941

Tabella 4: Produzione mensile di petrolio greggio negli Stati Uniti. Migliaia di barili. Risultati ottenuti applicando un modello: SPGBMe1BMtraslBemmF, Gen. 1859 - Mar. 2015

Osservando la Tabella 4, si può dire che il valore del coefficiente di determinazione è notevole. Inoltre i valori dei parametri rispettano gli stretti intervalli di confidenza e non cambiando di segno. Il modello appare robusto e si adatta precisamente alla dinamica della serie storica. Si presta particolare attenzione nella parte finale, dove si evince bene, che anche questo modello conferma la traiettoria rivolta verso l'alto vista in precedenza. Questa conferma consolida l'ipotesi evolutiva crescente dell'ultimo ciclo decollato nel 2009. E' interessante notare, che secondo le previsioni del modello il picco degli anni d'oro (1970), sarà superato di gran lunga. (si veda la Figura 21)

Produzione di petrolio greggio (USA, migliaia di barili); GBM and Bemmaor Model;

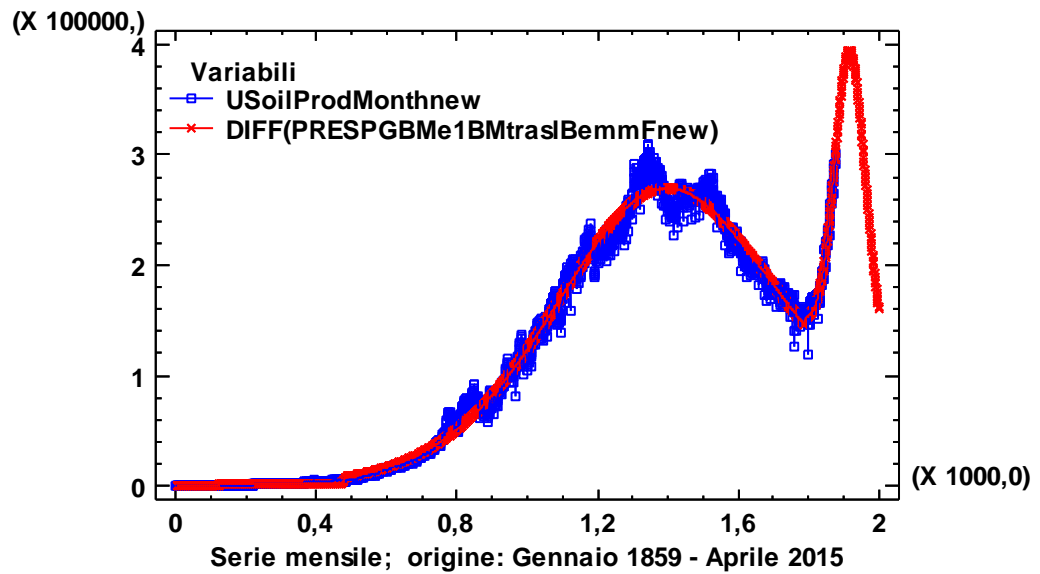


Figura 21: Serie originale mensile dei dati istantanei e previsione di un modello del tipo SPGBMe1BMtraslBemmF.

Produzione di petrolio greggio (USA, migliaia di barili); GBM and Bemmaor Model;

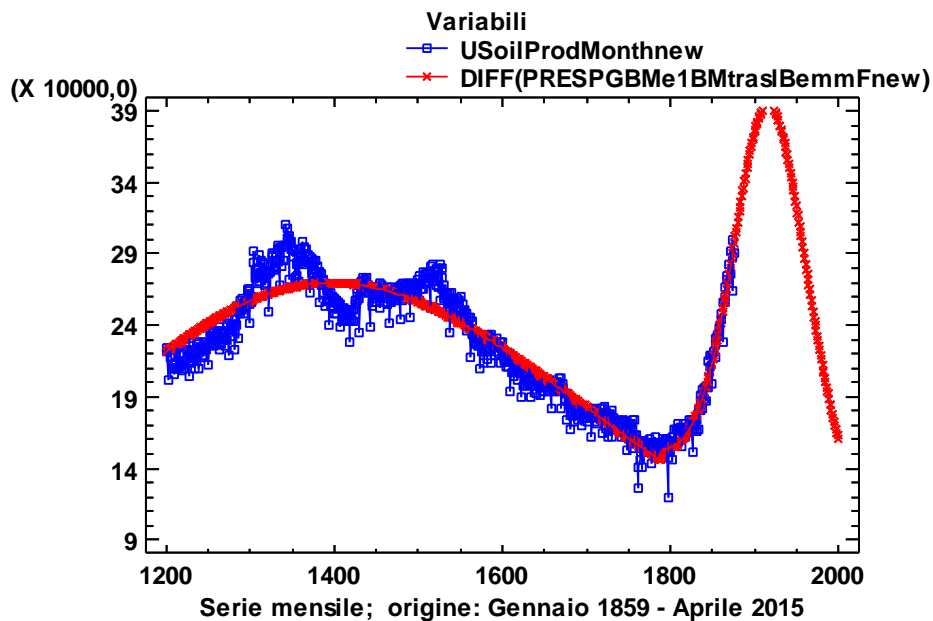


Figura 21: Serie originale mensile dei dati istantanei e previsione di un modello del tipo SPGBMe1BMtraslBemmF. (Ingrandita)

### 4.3. Considerazioni finali

In questa fase si può concludere che non ci si trova più di fronte ad un modello che chiude il ciclo di vita, dopo aver fatto un saltino in su, ma proprio gli ultimi dati esprimono un sintomo importante che ha fatto cambiare completamente la direzione, stando ad indicare che si sta cominciando a consolidare una traiettoria totalmente diversa da quella riduttiva, concepita fino al 2013. Chiaramente non possiamo fare affidamento cieco sulle previsioni, però qui la cosa importante è il segnale che viene dato: c'è continuità nell'investimento. Oggettivamente, ci siamo trovati di fronte a questo cambiamento di struttura dovuto ad un inatteso dato di produzione, non immaginabile a fronte delle ipotesi di tipo giornalistico ed economico-finanziario, secondo le quali la tecnologia di fracking è messa in difficoltà, proprio per la manovra dell'OPEC. Nonostante i grossi problemi finanziari, tecnologici e i sempre più vasti rischi di contaminazione, la produzione continua a crescere, raggiungendo dei livelli notevoli. Questo sicuramente vuol dire che dietro c'è un solido sostegno finanziario per portare avanti questo tipo di progetto costosissimo, sono state prese delle decisioni che sono state costruite in base ai risultati ottenuti e alle previsioni a lungo periodo.

La domanda importante qui è, chi continua ad investire nello shale?

Il governo degli Stati Uniti ha sempre sostenuto la produzione domestica del petrolio greggio. Infatti, i politici cercano di accelerare non solo la produzione statunitense, ma di diffondere la tecnologia dello shale a livelli internazionali. I motivi per tale politica, sono da una parte, nonostante le evidenti problematiche collegate al cambiamento climatico, l'aumento della fornitura totale di energia, e tagliare la produzione degli avversari come la Russia, la quale ha sempre usato le proprie risorse energetiche come un'arma. Per esempio il dipartimento statunitense dei gas non convenzionali ha preso impegni per un programma volto a stabilire una corretta politica di regolamentazione degli incentivi e delle strutture fiscali, per lo sviluppo del gas naturale dagli scisti. I suoi partecipanti sono: Messico, Colombia, Cile, Polonia, Ucraina, Bulgaria, Romania, Lituania, Kazakistan, Marocco, India, Cina, Indonesia, Vietnam e Sud Africa.

Inoltre il governo ha deciso di concedere la gestione dei diritti minerari ai privati, di solito ai proprietari dei terreni. Questo è un ingrediente importante per lo sviluppo degli scisti e per il successo delle compagnie petrolifere, visto che spesso per raggiungere le riserve di gas e di olio è necessario perforare molti pozzi in un singolo terreno. Per esempio, il Texas Barnett shale la densità media dei pozzi perforati è 12 pozzi per chilometro quadrato. I proprietari terrieri percepiscono che lo sviluppo dello shale porta ad un maggior rischio ambientale, come la contaminazione dell'acqua e i terremoti. In quanto tale, vi è una maggiore necessità di compensare i proprietari dei terreni ed allineare i loro interessi con lo sviluppo degli scisti. Senza i diritti minerari, i titolari della superficie non hanno nessun incentivo finanziario ad accettare il rischio e gli inconvenienti dovuti alla perforazione.

Un'altra importante differenza tra gli scisti americani e quelli internazionali è il peso collettivo delle tasse e *royalties*, che tendono ad essere più basse negli Stati Uniti. Il regime fiscale americano è "piatto". Questo vuol dire che un imprenditore di scisti, pagherebbe una tantum per acro, una *royalty* piatta di 15%-20% e una piccola tassa di fine rapporto (circa di 4,6% per il petrolio e 7,5% per il gas naturale) che potrebbe essere ridotta in caso di bassi tassi di produzione e bassi prezzi. L'onere principale del produttore è il tasso della *royalty*, che è fisso, non progressivo. Questo crea un forte incentivo per le compagnie a produrre sempre di più per massimizzare il profitto. Il risultato di questa politica è che gli operatori americani di scisto possono raggiungere più alti tassi di rendimento. Infatti, gli imprenditori eminenti dello shale, non prendono in considerazione i rendimenti inferiori di 50%.

Strettamente legati alle condizioni fiscali sono la disponibilità e il costo dei servizi e delle infrastrutture. Negli Stati Uniti lo sviluppo dello shale è stato subordinato all'esistenza di un settore di servizi competitivi e dinamici senza paragone nel resto del mondo. Inoltre il paese è ricco di esperti di gestione, gruppi aziendali di perforazione, ingegneri e geologi. Ci sono più

di 1000 impianti di perforazione orizzontale attualmente operativi negli Stati Uniti. Le spese per gli investimenti in conto capitale di 40 aziende del Nord America, sono state stimate pari a circa 106 miliardi di dollari nel 2015 e a 111 miliardi di dollari nel 2016. Solo negli ultimi cinque anni, più di 300 miliardi sono stati spesi nel *midstream sector*, costruendo nuovi gasdotti, oleodotti ed infrastrutture. Tutti questi fattori giocano un importante ruolo per la crescita della rivoluzione americana dello shale del ventunesimo secolo.

Bisogna anche considerare un altro fattore, che gioca un ruolo importantissimo nella crescita produttiva dello shale oil soprattutto in tempi difficili come gli ultimi 2 anni: l'adozione di innovatissime tecnologie, che velocizzano le dinamiche dello shale. Un esempio è il "*super fracking*", dove i trivellatori inseriscono più sabbia e acqua in un pozzo per poter incrementare l'estrazione. In questo modo, la produttività di alcuni pozzi è aumentata da 400 a 600 barili giornalieri in pochi anni. Inoltre, come è già stato menzionato nel secondo capitolo, la tecnologia del "*multi-well pad drilling*", applicata su larga scala, rende possibile perforare un numero multiplo di pozzi da una sola postazione. Secondo alcuni dati del 2014, in media vengono perforati circa 22 pozzi, senza spostare la piattaforma. I costi di produzione diventano sempre più bassi, grazie ai continui miglioramenti di conoscenza delle formazioni dello shale, non scoperti finora e alle nuove tecnologie per sfruttarle, che hanno consentito riduzioni dei costi di oltre il 10% annuo a fronte di un enorme aumento delle produttività dei singoli pozzi, cresciuta in sei anni di cinque-sei volte a seconda dei giacimenti. Le compagnie petrolifere concentrano le loro operazioni nelle aree più produttive dei giacimenti, i cosiddetti "*sweet spots*", dove il profitto diventa possibile anche sotto i colpi dei prezzi bassissimi. Alla fine non dobbiamo sottostimare un'altro fattore: quello dei tempi di estrazione dello shale oil. A differenza di un pozzo convenzionale, quello dello shale raggiunge il picco massimo di estrazione ancora durante il suo primo anno di produzione. Poi declina drasticamente, in media da 47% a 68% dopo il primo anno e da 80% a 90% in tre anni, a seconda del sito di produzione. Qui il vantaggio è che si ha la possibilità di riaccendere velocemente la produzione, perforando nuovi pozzi. In altri termini, se la produzione calasse a causa di prezzi del petrolio troppo bassi, la tecnologia *fracking* impiegherebbe pochissimo a riprendersi una volta che i prezzi tornassero a salire.





# CAPITOLO V

## Analisi statistica della produzione di gas naturale negli Stati Uniti

In questo ultimo capitolo, verrà analizzata con diversi strumenti statistici, la serie storica della produzione del gas naturale negli Stati Uniti. L'attenzione qui è sempre focalizzata sui risultati più recenti e sulla tecnologia del *fracking* dello shale, ma ci soffermeremo più brevemente, visto che qui non vi sono dubbi cruciali sui possibili andamenti futuri della produzione. Verranno presentati e commentati i risultati principali su vari modelli di diffusione che estendono il modello base di F. Bass, utilizzando sempre il software statistico, Statgraphics Centurion XVII.

La fonte dei dati annuali di produzione del gas naturale negli Stati Uniti è la *Energy Information Administration* (EIA). Il primo anno della serie storica ha origine nel 1900, l'ultimo dato osservato invece è l'anno 2014.

1900	128	1929	1952	1958	11030,248	1987	17432,901
1901	180	1930	1978,911	1959	12046,115	1988	17918,465
1902	206	1931	1721,902	1960	12771,038	1989	18095,147
1903	239	1932	1593,798	1961	13254,025	1990	18593,792
1904	257	1933	1596,673	1962	13876,622	1991	18532,439
1905	320	1934	1815,796	1963	14746,663	1992	18711,808
1906	389	1935	1968,963	1964	15546,592	1993	18981,915
1907	407	1936	2225,477	1965	16039,753	1994	19709,525
1908	402	1937	2473,483	1966	17206,628	1995	19506,474
1909	481	1938	2358,201	1967	18171,325	1996	19812,241
1910	509	1939	2538,383	1968	19322,4	1997	19866,093
1911	513	1940	2773,819	1969	20698,24	1998	19961,348
1912	562	1941	2893,525	1970	21920,642	1999	19804,848
1913	582	1942	3145,694	1971	22493,012	2000	20197,511
1914	592	1943	3515,531	1972	22531,698	2001	20570,295
1915	629	1944	3815,024	1973	22657,549	2002	19884,78
1916	753	1945	4042,002	1974	21600,522	2003	19974,36
1917	795	1946	4152,762	1975	20108,661	2004	19517,491
1918	721	1947	4582,173	1976	19952,438	2005	18927,095
1919	746	1948	5148,02	1977	20025,463	2006	19409,674
1920	812	1949	5419,736	1978	19974,033	2007	20196,346
1921	674	1950	6282,06	1979	20471,26	2008	21112,053
1922	776	1951	7457,359	1980	20179,724	2009	21647,936
1923	1025	1952	8013,457	1981	19955,823	2010	22381,873
1924	1162	1953	8396,016	1982	18582,001	2011	24036,352
1925	1210	1954	8742,546	1983	16884,095	2012	25283,278
1926	1336	1955	9405,351	1984	18304,34	2013	25690,878
1927	1471	1956	10081,923	1985	17270,223	2014	27271,326
1928	1596	1957	10680,258	1986	16858,675		

Tabella 5. Produzione di gas naturale negli Stati Uniti (Miliardi di mc);

Fonte dei dati: Energy Information Administration; dati annuali, origine anno 1900

In primo luogo si considerano i dati della produzione annuale espressa in metri cubi ordinati in sequenza temporale e rappresentati in un grafico cartesiano. Visualizzando la serie dei dati istantanei (si veda la Figura 22), è possibile riscontrare un iniziale trend ininterrotto, lentamente crescente a lungo periodo, raggiungendo il primo picco intorno ai primi anni '70, per poi avere un repentino crollo fino a alla fine degli anni '80. Questo, perché in quei periodi i combustibili fossili erano relativamente facili da ottenere ed erano a buon mercato. Dopo la crisi petrolifera del 1973, il governo americano ha cominciato ad investire in ricerca e sviluppo con particolare attenzione allo shale gas. Inoltre, gli alti prezzi del petrolio, hanno spinto molte compagnie ad estrarre da fonti non convenzionali. Con l'inizio degli anni '90, nell'arco di pochi anni, un'ulteriore crescita debole rispetto alla prima, ma comunque un incremento stabile e continuo, legato ai bassi prezzi del mercato. Dopo il 2000, come abbiamo già visto nel precedente capitolo, la sempre più diffusa tecnologia del *fracking* ha portato i dati ad "esplodere", sorpassando il picco degli anni '70 solo in un decennio.

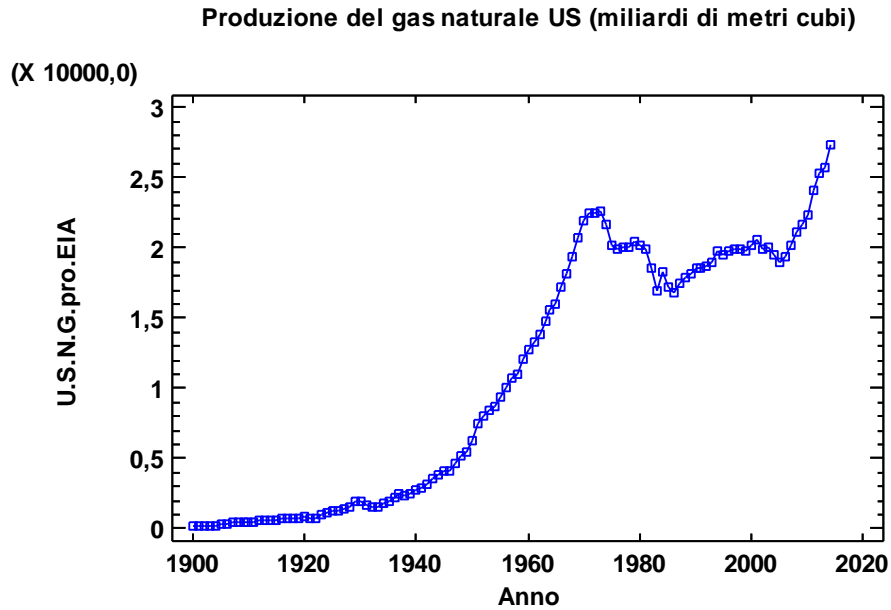


Figura 22: Produzione annuale di gas naturale negli Stati Uniti (Miliardi di metri cubi), origine anno 1900.

### 5.1. Space - Bass standard model (SpaceBM3Bemm)

Studiando diversi modelli di diffusione (vedesi l'Appendice), si propone un modello di regressione chiamato SpaceBM3Bemm (si veda l'Equazione 20) a tre regimi paralleli in tre sottopopolazioni con la seconda e la terza traslata parametricamente in avanti. Tale modello è basato sul riconoscimento di tre tipi fondamentali che definiscono le fonti basilari di eterogeneità, con un'asimmetria comune data dall'effetto di Bemmaor, riferita ai tre sub-modelli di Bass standard. Analizziamo i risultati ottenuti:

#### Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (t)

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti: t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $mg * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*t)) / ((1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*t))^{AA}) + mb * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*b*t)) / ((1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*b*t))^{AA}) + ma * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*a*t)) / (1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*a*t))^{AA}$

Stime dei parametri iniziali:

mg = 305874,  
 p = 0,00001  
 q = 0,089  
 AA = 1,0  
 mb = 1,5E6  
 b = 0,4  
 ma = 461783,  
 a = 1,4

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 608

Numero di chiamate di funzione: 6080

#### **Risultati della stima**

			<i>Intervallo di confidenza al</i>	95,0%
--	--	--	------------------------------------	-------

		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
mg	309291,	7411,06	294599,	323983,
p	5,69805E-8	1,15448E-8	3,40942E-8	7,98668E-8
q	0,15202	0,00198591	0,148084	0,155957
AA	0,442887	0,0169646	0,409257	0,476517
mb	1,74699E6	644276,	469787,	3,0242E6
b	0,699758	0,0453603	0,609837	0,78968
ma	400016,	5135,14	389837,	410196,
a	1,29381	0,00932818	1,27532	1,3123

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,20208E13	8	4,0026E12
Residuo	2,44896E8	107	2,28874E6
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,9986 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9985 percento

Errore standard della stima = 1512,86

Errore assoluto medio = 1245,93

Statistica di Durbin-Watson = 0,185085

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,871792

L'andamento del modello è piuttosto rilevante,  $R^2_{gas} = 0,999986$ , i parametri presentano intervalli di confidenza abbastanza stretti. A prima vista, il modello a 3 sottopopolazioni sembra più redditizio del GBM con due *shock* misti, perché in termini di andamento presenta un coefficiente di correlazione più elevato del modello precedente. Il valore del parametro *mb* è più grande di *mg* e di *ma*, ma contestualmente la crescita di *mb* è più lenta della crescita di *mg* e di *ma*, in virtù del fatto che il valore del parametro *b* è inferiore ad uno ( $b = 0,699758$ ). Quest'ultimo deprime la crescita di *mb*, i parametri *p* e *q* vengono smorzati e di conseguenza viene rallentata la crescita del secondo ciclo. Contrariamente alle attese, il valore del parametro *ma* è più piccolo del *mb*, ma la sua crescita è molto più veloce e ripida rispetto a quella del *mb*, grazie al parametro  $a = 1,2938$ , maggiore di uno.

#### Grafico di confronto

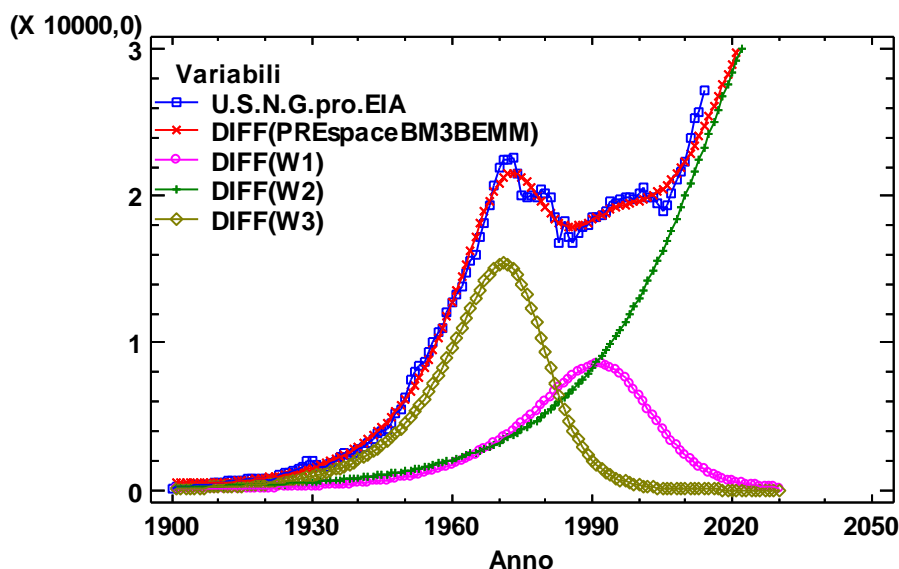


Figura 23: Confronto tra le osservazioni istantanee, le previsioni del modello SpaceBM3BEMM, la Wave1, la Wave2 e la Wave3.

Grafico di confronto

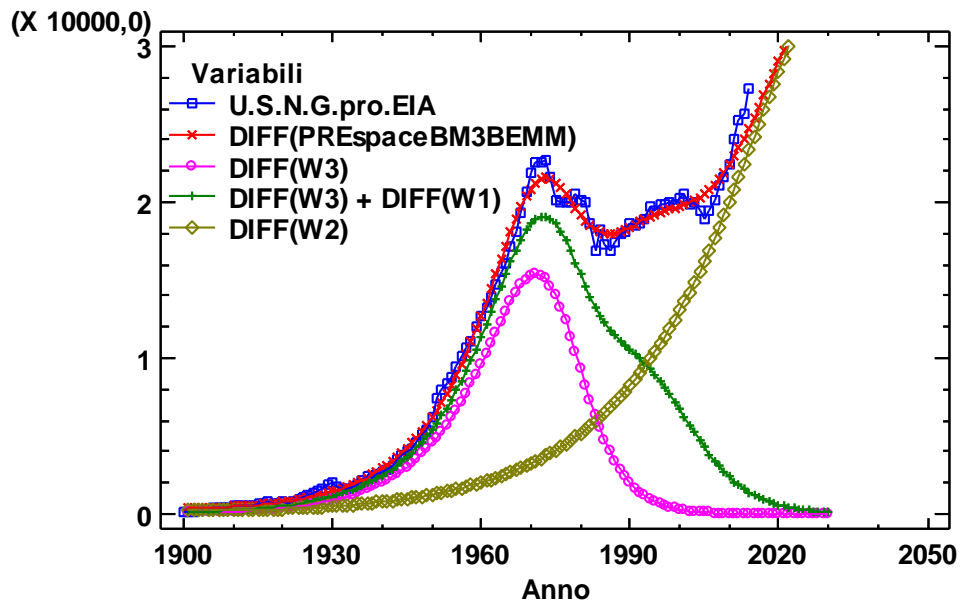


Figura 24: Confronto tra le osservazioni istantanee, le previsioni del modello SpaceBM3BEMM, la Wave2, e la Wave3 + Wave1

Le Figure 23 e 24 mostrano le 3 sottopopolazioni stimate dallo SpaceBM3Bemm. La dinamica della crescita dei 3 cicli è data dal fattore che moltiplica il tempo  $t$  nella parte esponenziale del modello. Interessante notare che la dinamica della curva del Wave2 è simile ad un trend crescente, a differenza delle altre due espresse da una crescita iniziale fino a raggiungere un picco intorno gli anni '70, seguito da un crollo che chiude il ciclo di vita delle due sottopopolazioni. La dinamica del Wave 2 è sicuramente correlata all'implementazione della tecnologia di "fracking", lanciata nella metà degli anni '70, che dimostra ottimi risultati soprattutto dall'inizio degli anni 2000 fino ad oggi. Al grafico si nota, che il forte picco degli anni '70 è stato sorpassato solo in pochi anni, questo perché le compagnie investono sempre di più nelle tecnologie avanzate. La combinazione di perforazione orizzontale con la fratturazione idraulica espande notevolmente l'abilità dei produttori nel raggiungere anche le formazioni di scisto con bassa permeabilità.

La presenza del parametro di Bemmaor & Lee,  $AA = 0,44287$ , un valore positivo anche se minore di uno, introduce un'asimmetria a sinistra.

Si tenga conto che il valore del parametro di innovazione  $p$  è piccolissimo, quasi non significativo, rispetto alla parte imitativa  $q$  pari al 0,15202.

Grafico X-Y multiplo

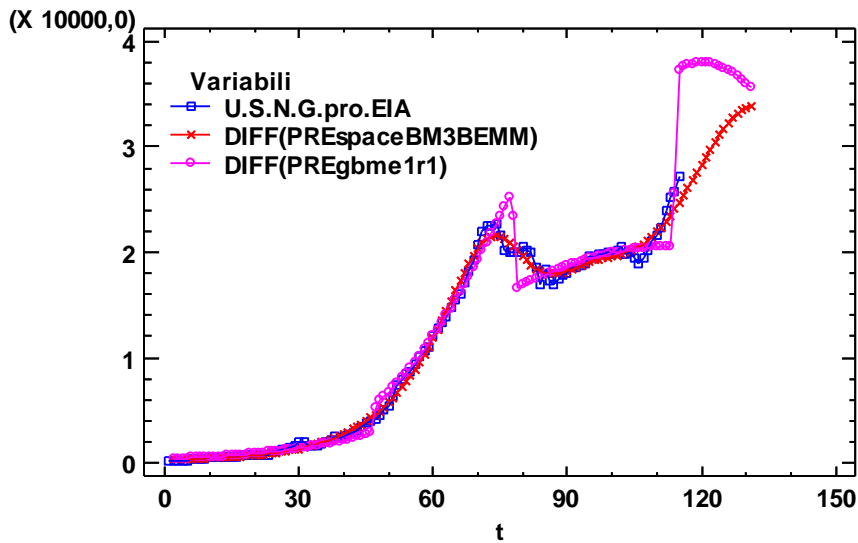


Figura 25: Serie originale dei dati istantanei e previsioni del modello SpaceBM3Bemm; Produzione annuale di gas naturale negli Stati Uniti (Miliardi di mc)

Osservando la Figura 25, constatiamo che il modello SpaceBM3bemm si avvicina con raffinatezza alla serie storica dei dati istantanei rispetto al GBM con due *shock* misti (si veda l'Appendice) che sembra apparire un po' più grezzo ed increspato. E' interessante notare che stavolta, i due picchi significativi, sono stati catturati abbastanza bene ed è sparita anche la "esplosione" nella parte finale prevista dal modello GBMe1r1.

Il valore della statistica di Durbin - Watson pari al 0,185085, ci suggerisce la presenza di residui correlati tra loro, quindi il modello va ulteriormente affinato esaminando i residui con un processo del tipo ARMAX.

Grafico dei residui

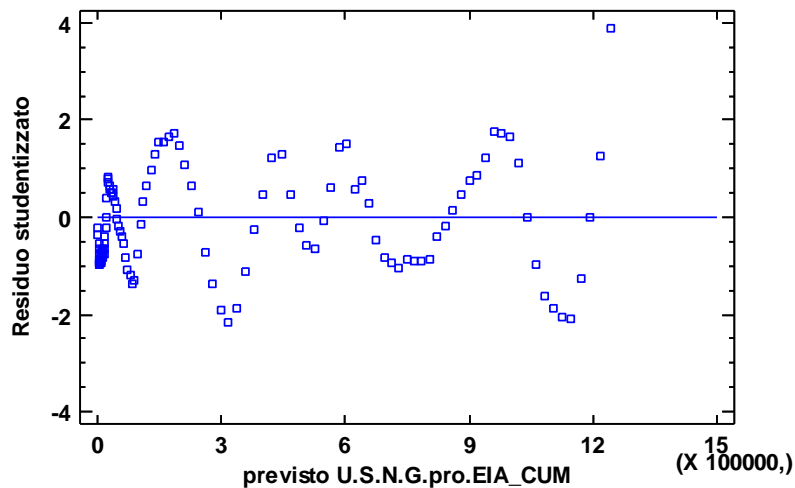


Figura 26: I residui del SpaceBM3Bemm.

Come è stato menzionato sopra, si procede con un affinamento mediante un processo ARMAX(4,0,5) con una costante + 1 regressore. Si presentano qui i risultati principali:

### Previsione - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM

Variabile: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Numero di osservazioni = 115

Indice iniziale = 1

Intervallo di campionamento = 1,0 anno(i)

#### Sintesi della previsione

Modello di previsione selezionato: ARIMA(4,0,5) con costante + 1 regressore

Numero di previsioni generate: 12

Numero di periodi trattenuti per convalida: 0

	Stima	Convalida
Statistica	Periodo	Periodo
RMSE	369,541	
MAE	236,96	
MAPE	0,68436	
ME	1,29011	
MPE	-0,199146	

#### Sintesi del modello ARIMA

Parametro	Stima	Errore std.	t	P-value
AR(1)	0,54265	0,0881857	6,15349	0,000000
AR(2)	0,189114	0,123097	1,5363	0,127501
AR(3)	0,577793	0,16893	3,42032	0,000895
AR(4)	-0,818908	0,105135	-7,78912	0,000000
MA(1)	-1,27794	0,0871459	-14,6643	0,000000
MA(2)	-1,18416	0,151529	-7,81473	0,000000
MA(3)	-0,558586	0,071754	-7,78474	0,000000
MA(4)	-0,491287	0,101587	-4,83611	0,000005
MA(5)	-0,343104	0,0775888	-4,42209	0,000024
PREspaceBM3BEMM	1,00188	0,000893298	1121,55	0,000000
Media	-594,579	446,468	-1,33174	0,185857
Costante	-302,849			

Previsione storica: sì

Varianza stimata di rumore bianco = 137009, con 104 gradi di libertà

Deviazione standard stimata di rumore bianco = 370,148

Autocorrelazioni dei residui per adattate U.S.N.G.pro.EIA\_CUM  
ARIMA(4,0,5) con costante + 1 regressore

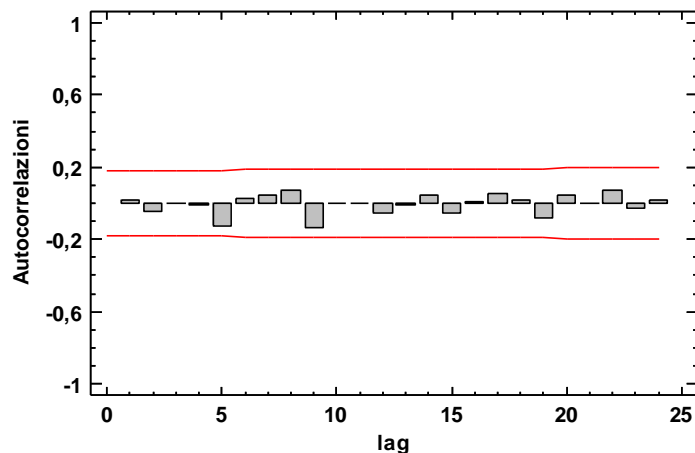


Figura 27: Correlogramma dei residui modellati con un ARMAX (4,0,5) con costante + 1 regressore.

Il modello risulta più preciso, si può controllare la migliore performance basata su un ARMAX (4,0,5) comprendente a primo stadio le stime del modello SpaceBM3Bemm ottenute in precedenza nell'ambito regressivo. La devianza residua è diminuita ad un livello notevolissimo. Sia la parte autoregressiva (AR) che la parte a media mobile (MA) risultano statisticamente significativi al livello di confidenza del 95%. Come si evince nella Figura 27, la centratura del modello è ottima confrontata dell'esame della batteria dei test sui residui ai vari lag.

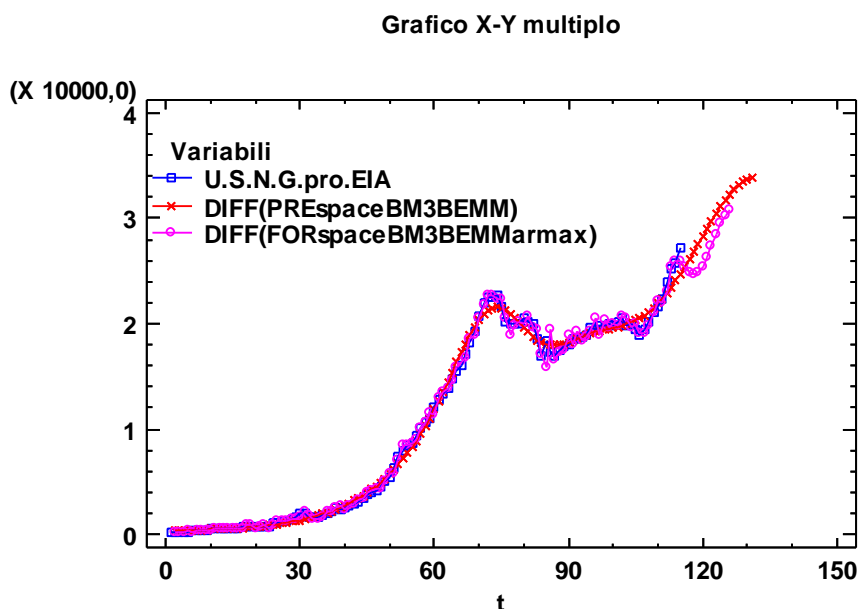


Figura 28: Confronto tra osservazioni istantanee, previsioni del modello SpaceBM3bemm e previsioni del processo ARMAX (4,0,5) con costante + 1 regressore.

Il modello Space a 3 sottopopolazioni con l'aggiunta del parametro di Bemmaor & Lee risulta il migliore. Con un coefficiente di determinazione notevolissimo, intervalli di confidenza stretti e rigidi, riesce a quadrare quasi perfettamente i dati osservati. L'unica cosa che si potrebbe migliorare è il comportamento finale del modello, che non riesce a catturare il picco presentatosi nel 2006.

## 5.2. Space - Bass standard model (SpaceBM3trasl2Bemm)

L'analisi va approfondita con un modello più articolato, lo SpaceBM3trasl2Bemm (Eq. 21), introducendo due parametri nuovi;  $tb$  e  $ta$  che interagiscono ulteriormente sulla velocità della crescita del gruppo  $mb$  e  $ma$ . In totale i parametri diventano 10, lo scopo è di riuscire a far quadrare meglio la parte finale della serie storica osservata. Si ottengono qui i seguenti risultati:



## Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti:

t

Funzione da stimare:  $mg * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*t)) / ((1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*t))^{AA}) + mb * (t > tb) * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*b*(t-tb))) / ((1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*b*(t-tb)))^{AA}) + ma * (t > ta) * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*a*(t-ta))) / ((1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*a*(t-ta)))^{AA})$

Stime dei parametri iniziali:

mg = 318415,

p = 1,76984E-9

q = 0,151188

AA = 0,430414

mb = 1,5448E6

tb = 0,0

b = 0,71601

ma = 404694,

ta = 0,0

a = 1,29992

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 357

Numero di chiamate di funzione: 4284

### Risultati della stima

			Intervallo di confidenza al	
		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
mg	280418,	31667,9	217627,	343210,
p	3,36901E-9	1,03927E-8	-1,72378E-8	2,39759E-8
q	0,180852	0,0308356	0,119711	0,241994
AA	0,415051	0,120996	0,175138	0,654964
mb	4,47979E6	4,78432E6	-5,00664E6	1,39662E7
tb	7,43635	2,64519	2,19143	12,6813
b	0,648872	0,111522	0,427744	0,870001
ma	448907,	11704,5	425699,	472115,
ta	-15,3031	7,74641	-30,6629	0,0566039
a	1,07672	0,0916019	0,895088	1,25835

### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,20209E13	10	3,20209E12
Residuo	1,58276E8	105	1,5074E6
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,9991 per cento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,999 per cento

Errore standard della stima = 1227,76

Errore assoluto medio = 939,993

Statistica di Durbin-Watson = 0,208566

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,872171

Il coefficiente di determinazione è notevolissimo,  $R^2_{4gas} = 0,999991$ , con un piccolo miglioramento rispetto il suo predecessore  $R^2_{3gas} = 0,999986$ . Inoltre, per valutare oggettivamente il miglioramento ottenuto (in termini di riduzione della devianza residua) con un modello parametricamente più ricco rispetto ad un modello ridotto, è possibile utilizzare il rapporto di correlazione multipla al quadrato:

$\bar{R}^2_{gas} = (R^2_{2gas} - R^2_{1gas}) / (1 - R^2_{2gas}) = 0,555556$ , dove  $\bar{R}^2$  assume valori compresi tra 0 e 1, e dunque tanto più il valore è vicino a 1 tanto più il modello esteso ha una migliore capacità di spiegazione della devianza totale rispetto al modello ridotto; un valore pari a 0,555556, è molto elevato e indica già un miglioramento non trascurabile che giustifica l'utilizzo del

modello più complicato. Il corrispondente non - parametrico  $F$ -ratio, che tiene conto dei gradi di libertà coinvolti tra i modelli nidificati, risulta anche esso significativo:

$F = \bar{R}_{gas}^2 (n-k)/(1- \bar{R}_{gas}^2) = 118,75$  , dove  $n = 115$  è il numero di osservazioni e  $k = 10$  è il numero di parametri coinvolti nel modello più articolato. Dunque, i due parametri aggiuntivi di traslazione appaiono rilevanti per l'analisi e non possono essere trascurati.

Le sottopopolazioni  $mb$  e  $mg$  contrariamente a  $mg$ , presentano valori maggiori rispetto il modello precedente. La differenza del secondo ciclo  $mb$  è notevolissima;  $mg = 280418$ ,  $mb = 4,47979E6$  e  $ma = 448907$ . I valori dei parametri  $b$  e  $a$  sono variati di poco,  $b = 0,648872$  (rispetto a  $0,6997589$  ) e  $a = 1,07672$  (rispetto  $1,293810$ ). Questo vale a dire, che la crescita del terzo ciclo  $mg$  è più veloce rispetto alla crescita del secondo ciclo  $mb$  , ma comunque , l'evoluzione di tutte e due è più lenta, se la confrontiamo con quella delle stesse sottopopolazioni stimate dal precedente modello (si veda Figura 29). I valori dei parametri aggiuntivi  $tb = 7,43635$  e  $ta = -15,3031$ , incidano direttamente sulla dinamica dello sviluppo rispettivamente del ciclo  $tb$  e del ciclo  $ta$ . Vengono confermati i risultati precedentemente visti, che la terza sottopopolazione comincia a evolversi molto prima della seconda, raggiungendo un picco storico nei primi anni settanta, seguito da un crollo, si potrebbe associare alla guerra del Kippur, che chiude il ciclo di vita della terza ondata.

Grafico X-Y multiplo

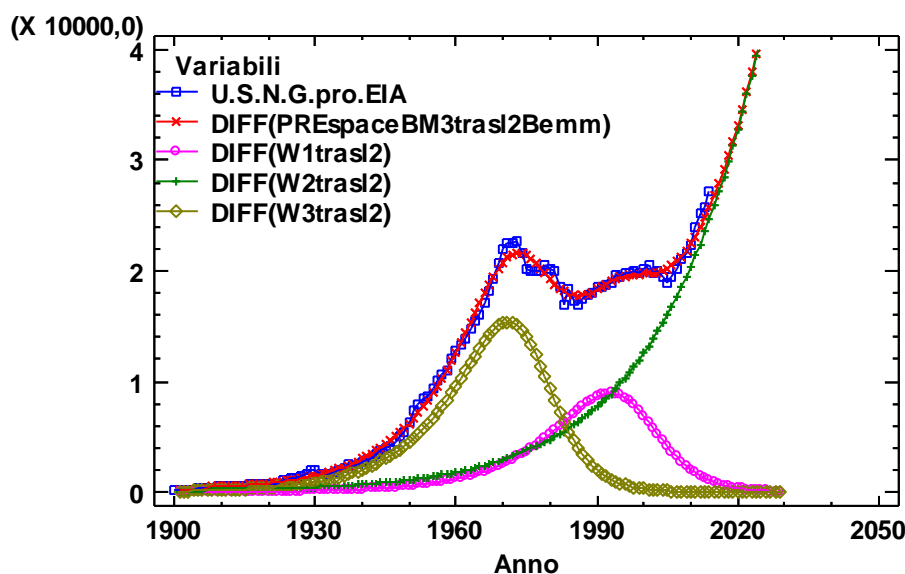


Figura 29: Serie originale dei dati istantanei e previsione del SpaceBM3trasl2BEMM;

Grafico X-Y multiplo

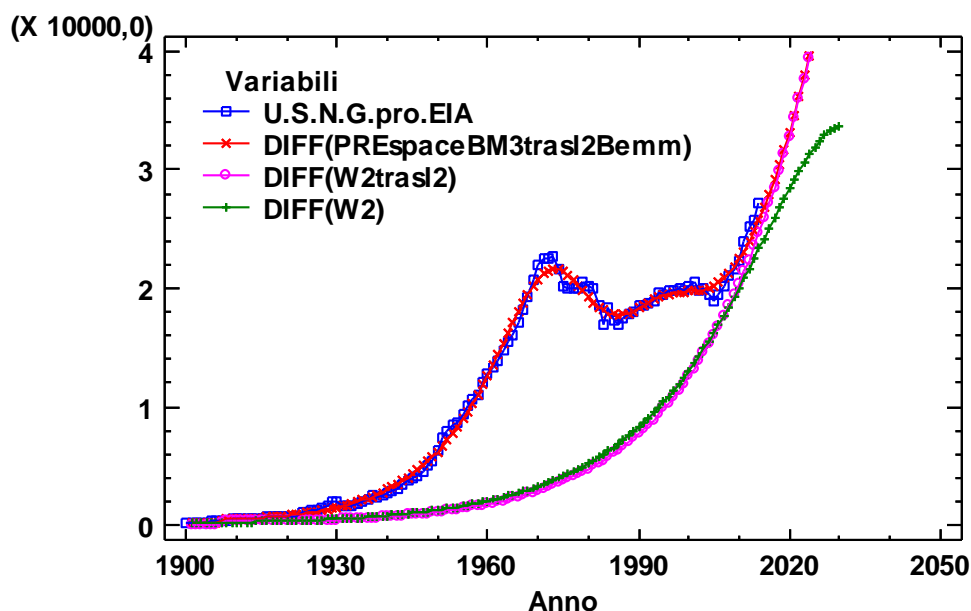


Figura 30: Produzione annuale di gas naturale negli Stati Uniti (miliardi di mc).

Nella Figura 30 si può notare la differenza nella dinamica nella parte finale della seconda sottopopolazione W2 traslata rispetto alla precedente W2, stimata dal modello meno articolato. Infatti la W2trasl2 dopo l'anno 2010 si allinea con la traiettoria del modello SpaceBM3trasl2BEMM. Il *change point* risulta nell'anno 2011.

La statistica di Durbin - Watson, con un valore pari a  $0,208566 < 2$ , rileva la presenza di autocorrelazione tra i residui con valori in media vicini uno all'altro. La parte residuale va affinata applicando sempre un processo ARMAX(2,0) + 1 regressore. Si presentano qui di seguito i risultati principali di tale analisi più raffinata.

Grafico dei residui

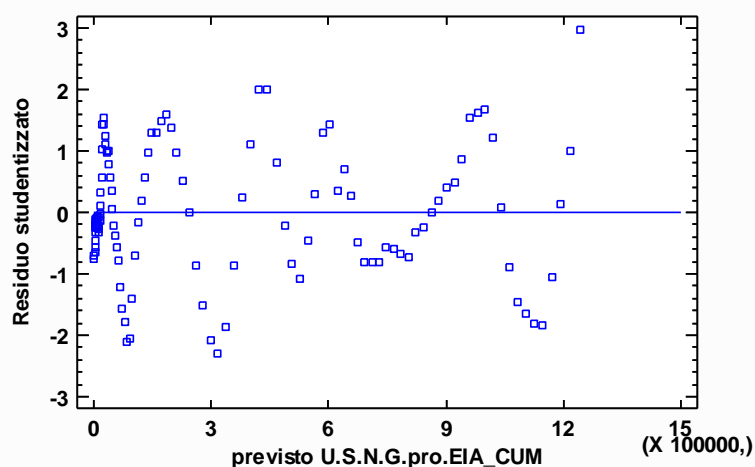


Figura 31: Residui studentizzati: presenza di autocorrelazione.

## Previsione - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM

Variabile: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Numero di osservazioni = 115

Indice iniziale = 1

Intervallo di campionamento = 1,0 anno(i)

### Sintesi della previsione

Modello di previsione selezionato: ARIMA(2,0,0) + 1 regressore

Numero di previsioni generate: 12

Numero di periodi trattenuti per convalida: 0

	<i>Stima</i>	<i>Convalida</i>
<i>Statistica</i>	<i>Periodo</i>	<i>Periodo</i>
RMSE	333,798	
MAE	224,727	
MAPE	1,20958	
ME	-5,49486	
MPE	-0,940186	

### Sintesi del modello ARIMA

<i>Parametro</i>	<i>Stima</i>	<i>Errore std.</i>	<i>t</i>	<i>P-value</i>
AR(1)	1,64154	0,0614205	26,7262	0,000000
AR(2)	-0,813012	0,0616815	-13,1808	0,000000
PREspaceBM3trasl2Bem	1,00028	0,000349452	2862,43	0,000000

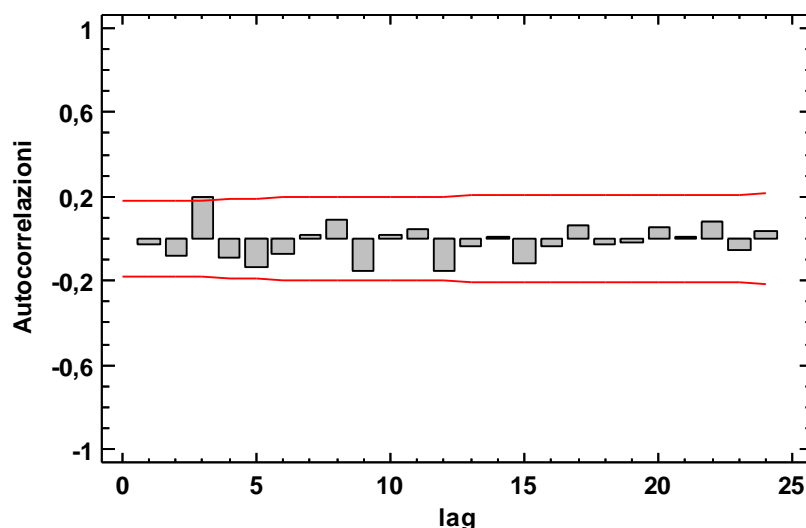
Previsione storica: si

Varianza stimata di rumore bianco = 111596, con 112 gradi di libertà

Deviazione standard stimata di rumore bianco = 334,059

Numero di iterazioni: 12

**Autocorrelazioni dei residui per adattate U.S.N.G.pro.EIA\_CUM  
ARIMA(2,0,0) + 1 regressore**



*Figura 32:* Correlogramma dei residui modellati con un ARMAX (2,0,0) + 1 regressore.

Il modello risulta più preciso, la devianza residua è calata di tanto, confrontandola con il risultato stimato precedentemente dal ARMAX (4,0,5) con costante+ 1 regressore. Sia la parte autoregressiva (AR) che la parte a media mobile (MA) risultano statisticamente significativi al livello di confidenza del 95%.

Come si evince nella Figura 32, la centratura del modello è ottima confrontata dall'esame della batteria dei test sui residui ai vari lag.

Grafico X-Y multiplo

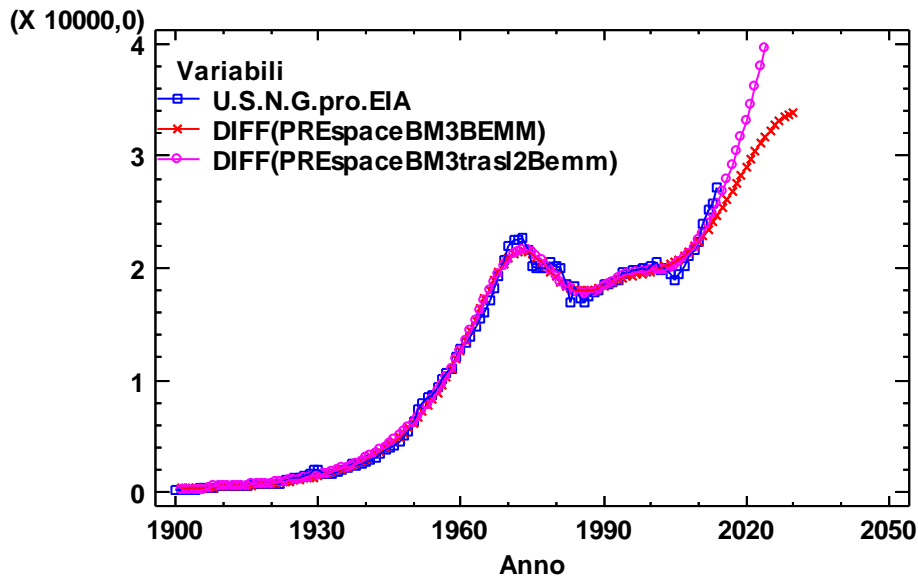


Figura 33 Confronto tra le osservazioni istantanee, le previsioni del modello SpaceBM3trasl2BEMM e le previsioni del processo ARMAX (2,0,0) + 1 regressore.

Nella Figura 33 è possibile confrontare il comportamento dei modelli proposti, esaminando le informazioni sulla scala istantanea, passando alle differenze prime. Si evidenzia la migliore performance basata su un ARMAX (2,0,0) + 1 regressore, comprendente a primo stadio le stime del modello SpaceBM3trasl2BEMM, ottenute in precedenza in ambito regressivo.

Infine non c'è dubbio che il modello SpaceBM3trasl2BEMM proposto è il più adatto, la sua compatibilità è la migliore tra tutti quelli studiati, anche l'affinamento con un ARMAX (2,0,0) + 1 regressore, risulta perfetto.

### 5.3. Considerazioni finali

Grazie all'utilizzo della perforazione orizzontale in combinazione con la tecnologia di fratturazione idraulica ed il *pad drilling*, la produzione di gas di scisto è aumentata notevolmente, raggiungendo il 40% del totale del gas naturale prodotto negli Stati Uniti. Questa tecnologia ha contribuito all'autosufficienza del paese. La produttività a livelli nazionali è salita da 0.39 trilioni di metri cubi nel 2000, a 4.87 trilioni di metri nel 2010. Il *boom* della produzione dello shale gas ha ridotto l'importo del gas naturale negli Stati Uniti fino a livelli non visti dal 1994. Sicuramente nel prossimo futuro, lo shale gas sarà il principale motore per l'indipendenza in termini di gas naturale del paese. Secondo le previsioni dell'AOE del 2012, la produzione dello shale gas dovrebbe aumentare fino a 13.6 trilioni di metri cubi nel 2035, rappresentando il 50% della produzione totale del gas naturale. La tecnologia del fracking, sta dando il suo grosso contributo agli Stati Uniti nel diventare un esportatore netto di gas naturale nei prossimi 5-6 anni. Secondo le previsioni di EIA, il paese esporterà circa 1.1 miliardi di metri cubi a giorno nel 2016, quali dovrebbero raddoppiarsi nel 2019. Bisogna anche dire che, le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti da combustibili fossili sono

tornate ai livelli dei primi anni 1990. Infatti nel 2012, i bassi prezzi del gas naturale hanno fatto diminuire i livelli di produzione di carbone e nello stesso momento hanno fatto incentivare l'uso di centrali alimentate a gas. L'uso del carbone nella produzione totale di energia elettrica è sceso al 37% nel 2012, dal 42% nel 2011. Non all'ultimo posto va menzionato, che la velocissima espansione della produzione dello shale ha stimolato la crescita dell'economia nazionale e ha creato migliaia posti di lavoro, nel 2015 circa 630 000, quali dovrebbero aumentare a 870 000 nei prossimi venti anni.

Tuttavia, la rivoluzione del gas di scisto dovrebbe essere gestita correttamente, altrimenti potrebbero rivelarsi dei rischi ambientali molto presto. Secondo alcuni opinioni, la tecnica del fracking potrebbe causare degli inquinamenti o addirittura dei terremoti, visto che una parte dei prodotti chimici che vengono usati durante l'estrazione, rimangono sottoterra e potrebbero inquinare il terreno e l'acqua. Questo rischio può essere minimizzato utilizzando migliori pratiche di perforazione, che ovviamente aumenteranno il costo di estrazione. Ma per questo promettente settore sarebbe solo un piccolo prezzo da pagare per proteggere l'ambiente e per assicurarsi un futuro più sicuro.

## Conclusione

La rivoluzione del petrolio e del gas di scisto ha riavviato l'economia statunitense, ha velocizzato le dinamiche energetiche globali e ha trasformato l'assetto geopolitico mondiale. E tutto questo è stato possibile nel giro di pochi anni. Gli Stati Uniti hanno regalato la tecnologia del *fracking* al mondo e lo shale ha cambiato la visione di tutti quanti. Il *boom* della produzione sta tornando ai livelli degli anni '70 del secolo precedente e a quanto pare presto li supererà.

L'ultimo anno, dalla metà del 2014 in poi, sicuramente è stato molto difficile per molti imprenditori privati, finanziatori internazionali e grosse compagnie petrolifere comprese. Il collasso dei prezzi del petrolio di quasi il 55%, ha fatto soffrire molti di loro, altri si sono pesantemente indebitati, parecchi hanno visto cadere le loro azioni nel vuoto. Apparentemente in questi ultimi 2 anni si è cominciata a mettere in dubbio la fattibilità della tecnologia per gli alti costi di produzione. L'OPEC e l'Arabia Saudita in primis, proprio per mettere in difficoltà gli Stati Uniti, hanno drasticamente abbassato i prezzi per portarli fuori mercato. Ma gli US continuano a produrre raggiungendo delle quantità notevolissime. Oggettivamente ci siamo trovati di fronte a questo cambiamento di struttura dovuto ad un inatteso dato di produzione, non immaginabile a fronte delle ipotesi di tipo giornalistico ed economico, finanziario, secondo le quali tutti vedevano la tecnologia messa in difficoltà, proprio per questa manovra dell'OPEC. Di fatto dovevamo avere conferma del vecchio modello, che puntava drasticamente verso il basso, ma questo non è stato confermato. Ovviamente non possiamo considerare la crescita infinita, prevista dall'ultimo modello più arricchito, ma nell'intorno immediato non è confermata la decrescita. Questo è il sintomo importante, il dato aggiuntivo che va in questa direzione, mettendo in evidenza una famiglia di traiettorie nuova rispetto al passo precedente. Questa è una cosa plausibilissima in questi contesti, e dà un forte segnale di conferma che la direzione non era quella in basso ma comincia a proseguire verso l'alto. Restano naturalmente dei punti di domanda, ma il lavoro si fonda sull'analisi dei dati storici delle produzioni osservate. Il punto essenziale qui è che si riconosce una nuova curvatura verso l'alto. E' la conferma che l'OPEC non è ancora il vincitore della contesa.

Certo, questa "guerra fredda" trascinerà con se molti fallimenti e crisi soprattutto per le più piccole società petrolifere. Infatti, se torniamo indietro di qualche anno nella storia dell'energia, più precisamente nel 2010, ci ricordiamo che la caduta dei prezzi del gas naturale ha escluso molti imprenditori che si erano eccessivamente indebitati, ma non ha impedito alle migliori società di prosperare e spingere la produzione a livelli impensabili, che sono in aumento ancora oggi.

Per concludere, dobbiamo dire che negli US, la produzione di gas e petrolio non convenzionale ha trasformato l'assetto locale, regalando uno spiraglio di luce durante una delle peggiori recessioni economiche degli ultimi decenni. La nuova rivoluzione nella produzione energetica americana ha contribuito ad aumentare i redditi e il gettito fiscale, generando nuove fonti di occupazione in un periodo di difficoltà. La tecnologia dello shale, sposta molto in avanti le previsioni di esaurimento. Il quesito aperto è di quanto, visto che comunque ci sarà un fenomeno di *depletion*. Il problema è che sta cambiando radicalmente la struttura a spese dell'ambiente. Bisogna porsi la domanda, fino a che punto le necessità economiche dei paesi in via di sviluppo, come la Cina e l'India e gli Stati Uniti in primis, possano andare avanti di fronte a un inquinamento ambientale? Visto che il petrolio è una delle forme di energia concentrata più efficiente mai trovata nella storia, lo shale oil è sicuramente uno stop alle energie rinnovabili, perché è caratterizzato da una dinamica molto flessibile e veloce, e perché è molto più redditizio. Ma bisogna pensare anche al futuro ed avere un sistema economico che abbia la consapevolezza di non pensare solo al guadagno e alla contabilità in soli uno o due esercizi, ma di considerare importante l'ambiente e la salute.





# Appendice

## Parte I - Produzione annuale di petrolio greggio negli Stati Uniti; modelli di regressione non lineare

### 1.1. Il GBM con impulsi misti (GBMe1r1)

#### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum (t)

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $m \cdot (1 - \text{EXP}(-(p+q) \cdot t) + (c1/b1) \cdot (\text{EXP}(b1 \cdot (t-a1)) - 1) \cdot (a1 \leq t) + c2 \cdot (t - a2) \cdot (a2 \leq t) \cdot (t <= b2) + c2 \cdot (b2 - a2) \cdot (b2 < t)) / (1 + (q/p) \cdot \text{EXP}(-(p+q) \cdot t) + (c1/b1) \cdot (\text{EXP}(b1 \cdot (t - a1)) - 1) \cdot (a1 \leq t) + c2 \cdot (t - a2) \cdot (a2 \leq t) \cdot (t <= b2) + c2 \cdot (b2 - a2) \cdot (b2 < t))$

Stime dei parametri iniziali:

m = 2,54144E8

p = 0,00003

q = 0,041

c1 = 1,49

b1 = -0,02

a1 = 43,0

c2 = -0,1

a2 = 127,0

b2 = 150,0

Numero di osservazioni: 156

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza delle stime dei parametri.

Numero di iterazioni: 8

Numero di chiamate di funzione: 91

#### Risultati della stima

		Errore standard	Intervallo di confidenza al	95,0%
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m	2,64386E8	8,14031E6	2,48299E8	2,80473E8
p	0,0000302992	0,00000641527	0,0000176211	0,0000429773
q	0,0400092	0,00894425	0,0223333	0,0576852
c1	1,64037	0,430883	0,78884	2,49189
b1	-0,025271	0,00913242	-0,0433188	-0,00722318
a1	44,3453	1,86464	40,6603	48,0303
c2	-0,188314	0,0343651	-0,256227	-0,1204
a2	130,778	0,428794	129,931	131,626
b2	149,886	0,983628	147,942	151,83

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,29386E18	9	1,43762E17
Residuo	1,51564E13	147	1,03105E11
Totale	1,29388E18	156	
Totale (Corr.)	7,64766E17	155	

R-quadrato = 99,998 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9979 percento

Errore standard della stima = 321099,

Errore assoluto medio = 209257,

Statistica di Durbin-Watson = 0,246167

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,778754

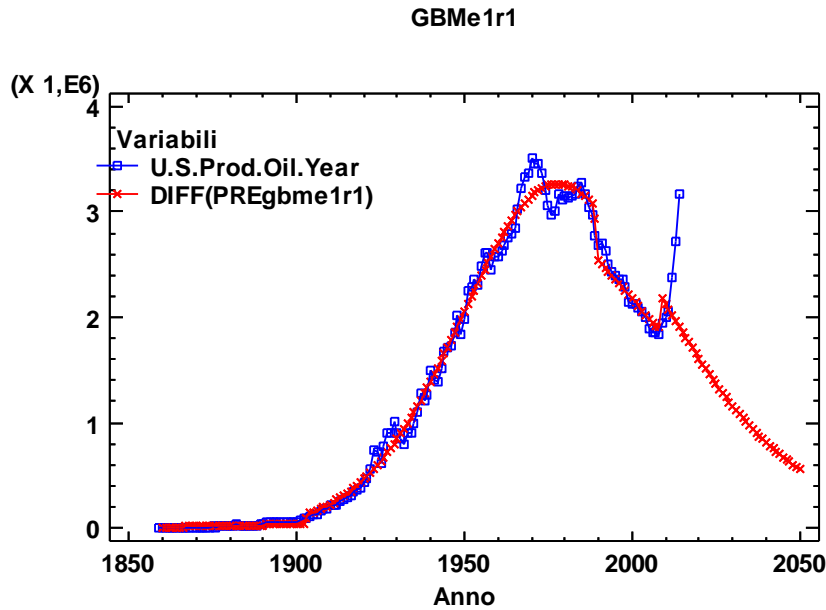


Figura 34. Serie originale dei dati istantanei e previsioni del modello di GBMe1r1.

## 1.2. Space -GBM -Bass standard model (SpaceGBMe1BMtras11)

### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum (t)

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $(m1*(1-EXP(-(p1+q1)*(t+$

$(c1/b1)*(EXP(b1*(t-a1))-1)*(a1 <= t)$

$))) / ((1+(q1/p1)*EXP(-(p1+q1)*(t+$

$(c1/b1)*(EXP(b1*(t-a1))-1)*(a1 <= t)$

$))))$

$(m2*$

$(1-EXP(-(p2+q2)*(t-t2)))/$

$(1+(q2/p2)*EXP(-(p2+q2)*(t-t2))))*(t>t2)$

Stime dei parametri iniziali:

m1 = 2,03E8

p1 = 0,00003

q1 = 0,04

c1 = 1,39

b1 = -0,02

a1 = 41,0

m2 = 3,E7

p2 = 0,001

q2 = 0,01

t2 = 107,0

Numero di osservazioni: 156

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 156

Numero di chiamate di funzione: 1872

### Risultati della stima

		Intervallo di confidenza al	95,0%
	Errore standard	asintotico	

Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m1	1,94241E8	1,73246E7	1,60001E8	2,2848E8
p1	0,0000418806	0,0000270641	-0,0000116076	0,0000953688
q1	0,0388949	0,0285835	-0,0175961	0,0953859
c1	1,35844	1,4756	-1,55787	4,27474
b1	-0,0139548	0,0156763	-0,0449366	0,017027
a1	40,3218	3,09373	34,2075	46,4361
m2	5,57605E8	1,2056E10	-2,32693E10	2,43845E10
p2	0,000860244	0,0188239	-0,0363423	0,0380628
q2	0,0160586	0,0431518	-0,0692244	0,101342
t2	107,677	0,615362	106,461	108,894

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,29386E18	10	1,29386E17
Residuo	2,15377E13	146	1,47518E11
Totale	1,29388E18	156	
Totale (Corr.)	7,64766E17	155	

R-quadrato = 99,9972 per cento  
R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,997 per cento  
Errore standard della stima = 384081,  
Errore assoluto medio = 250014,  
Statistica di Durbin-Watson = 0,201662  
Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,779602

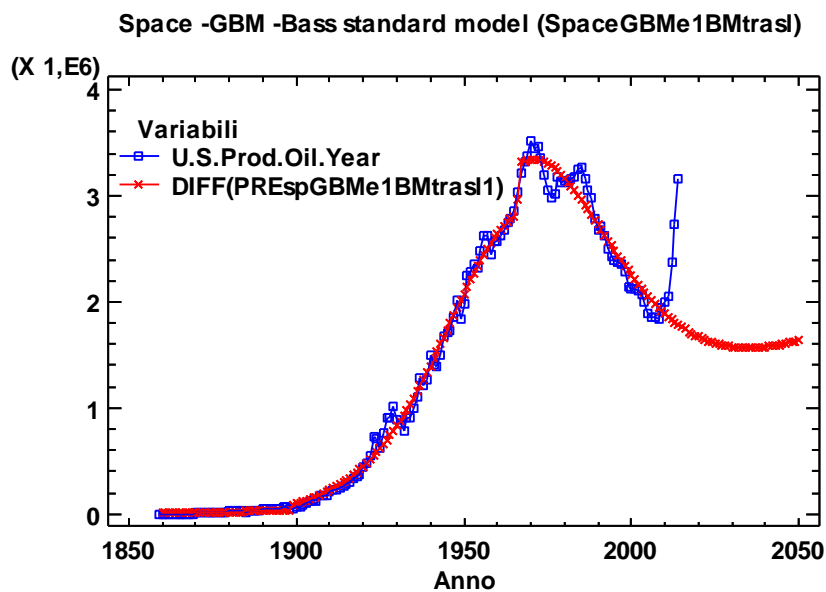


Figura 35. Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello SpaceGBMe1BMtras1.

### 1.3. Space - Bass standard model (SpaceBM3)

#### Regressione non lineare - U.S.Prod.Oil.Year.Cum (t)

Variabile dipendente: U.S.Prod.Oil.Year.Cum (Produzione cumulativa di)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $mg^*$

$$(1 - \text{EXP}(-(p+q)*t))/$$

$(1+(q/p)*\text{EXP}(-(p+q)*t))+$

$mb^*$

$$(1 - \text{EXP}(-(p+q)*b*t))/$$

$(1+(q/p)*\text{EXP}(-(p+q)*b*t))+$

$ma^*$

$$(1 - \text{EXP}(-(p+q)*a*t))/$$

$(1+(q/p)*\text{EXP}(-(p+q)*a*t))$

Stime dei parametri iniziali:

mg = 1,9E8

p = 0,00003

q = 0,041

mb = 2,E7

b = 0,5

ma = 3,E7

a = 1,0

Numero di osservazioni: 156

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza delle stime dei parametri.

Numero di iterazioni: 228

Numero di chiamate di funzione: 2051

#### Risultati della stima

			Intervallo di confidenza al	
		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
mg	2,22708E8	1,02146E8	2,08649E7	4,24551E8
p	0,00000835829	0,00000103738	0,0000063084	0,0000104082
q	0,0453233	0,00324832	0,0389046	0,051742
mb	2,10794E7	933124,	1,92355E7	2,29232E7
b	2,29565	0,165904	1,96783	2,62348
ma	1,56811E8	1,06563E6	1,54705E8	1,58917E8
a	1,64524	0,121932	1,4043	1,88618

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	1,29386E18	7	1,84837E17
Residuo	1,84281E13	149	1,23679E11
Totale	1,29388E18	156	
Totale (Corr.)	7,64766E17	155	

R-quadrato = 99,9976 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9975 percento

Errore standard della stima = 351680,

Errore assoluto medio = 253674,

Statistica di Durbin-Watson = 0,197137

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,824135

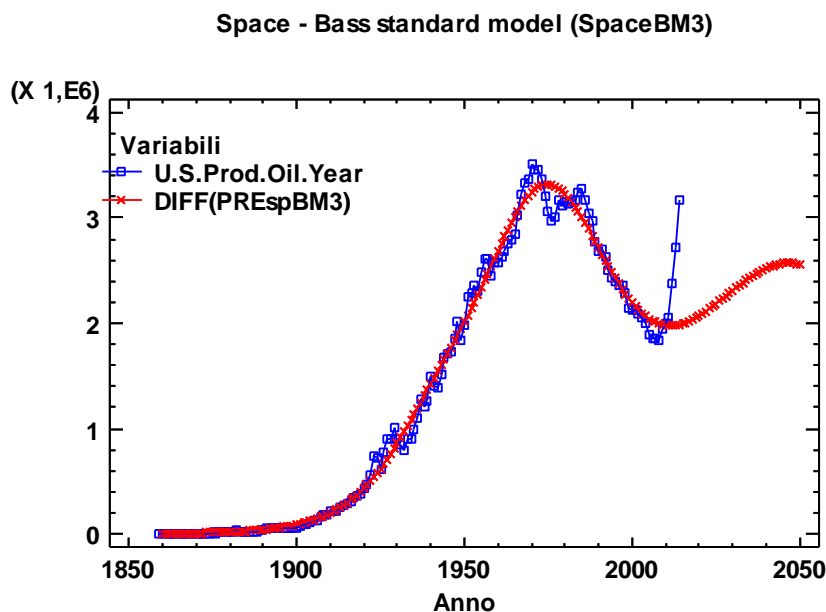


Figura 36. Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello SpaceBM3.

## Parte II - Produzione annuale di gas naturale negli Stati Uniti; modelli di regressione non lineare

### 2.1. Modello di Bass standard

Applicando il modello standard di Bass (si veda capitolo III, Equazione 1), si ottengono i seguenti risultati:

$$m \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{\left(1 + \frac{q}{p} e^{-(p+q)t}\right)}$$

#### Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (t)

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $m * (1 - \text{EXP}(-(p+q)*t)) / (1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q)*t))$

Stime dei parametri iniziali:

m = 1,2477E6

p = 0,01

q = 0,1

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 40

Numero di chiamate di funzione: 196

### Risultati della stima

			Intervallo di confidenza al	95,0%
		Errore standard	asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m	1,38497E6	19310,7	1,34671E6	1,42323E6
p	0,00020908	0,0000111825	0,000186923	0,000231236
q	0,0650632	0,000994772	0,0630922	0,0670342

### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,19815E13	3	1,06605E13
Residuo	3,95732E10	112	3,53333E8
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,7761 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,7721 percento

Errore standard della stima = 18797,1

Errore assoluto medio = 14243,3

Statistica di Durbin-Watson = 0,0351059

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,927978

Il coefficiente di regressione  $R^2_{Igas}$  è pari a 0,997761, indicando che il modello spiega il 99,77% della variabilità totale dei dati. Il modello appare robusto in quanto i parametri stimati hanno intervalli di confidenza stretti. Il mercato potenziale  $m$  è 1,38497E6 (milioni di metri cubi). La stima del parametro  $p$  di innovazione è pari a 0,00020908, un valore più alto rispetto a quello dato come input iniziale. La stima del parametro  $q$  di imitazione è pari a 0,0650632, un valore più elevato di quello del parametro  $p$ . Ciò significa che per la tecnologia di produzione del gas, la componente di imitazione ha avuto un ruolo preponderante nel processo di diffusione. Il rapporto  $q/p$  è pari a 311,19, stante ad indicare che la quota asintotica degli innovatori risulta tra il 1,2 % ed il 4,6%. Considerando che nelle casistiche più frequenti il rapporto in questione è compreso tra il 8% ed il 36%, è possibile dichiarare che in tal caso il peso degli innovatori è inferiore al solito.

Grafico X-Y multiplo

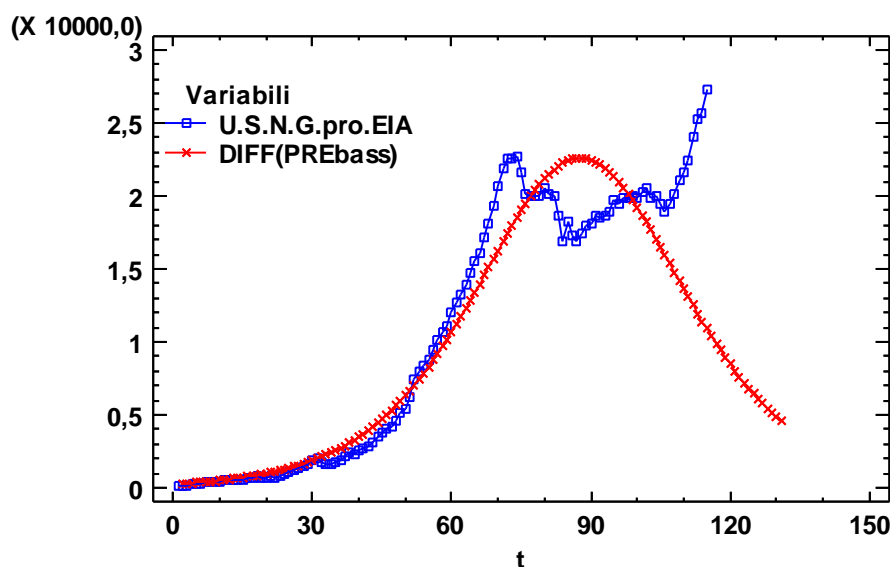


Figura 37. Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello di Bass standard.

La Figura 37 evidenzia una discreta capacità previsionale del modello di Bass standard, la parte iniziale della serie dei dati non è perfettamente centrata, inoltre il modello non coglie bene la depressione avvenuta tra gli anni 1975 e 1983. Il modello raggiunge il suo punto massimo intorno all'ottantottesima osservazione, seguito subito dopo da un repentino ed un continuo crollo fino alla chiusura del proprio ciclo di vita, mancando la parte finale del forte picco dato grazie all'implementazione della nuova tecnologia *fracking*. Il valore del test di Durbin-Watson, pari a 0,0351059, indica la presenza di autocorrelazione fra i residui, evidente nella Figura 38.

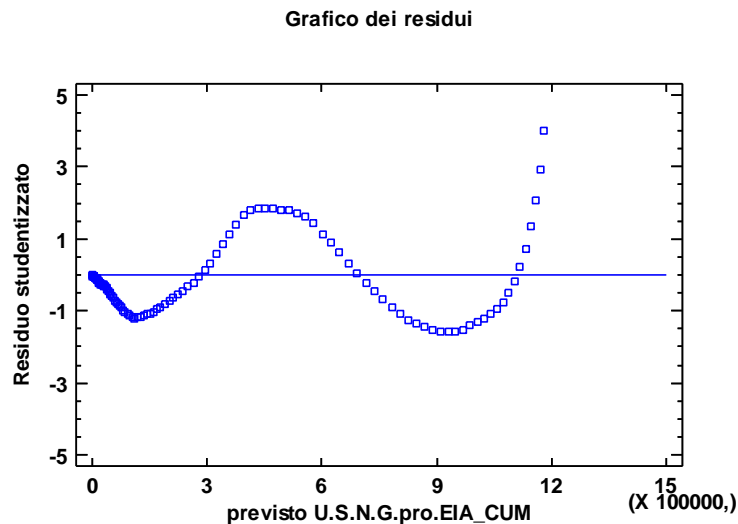


Figura 38: I residui del modello di Bass standard.

Il modello previsionale dimostra evidenti limiti in termini di adattamento ai dati, perciò l'analisi continua applicando un modello di Bass generalizzato con uno *shock* esponenziale ed uno rettangolare, cercando di risolvere i problemi riscontrati.

## 2.1. GBM con due shock misti (GBMe1r1)

Si procede con la seguente regressione non lineare; il modello GBM con due *shock* misti:

$$m = \frac{1 - e^{-(p+q)\left(t + \frac{c_1}{b_1} e^{b_1(t-a_1)} - 1\right)} I_{t \geq a_1 + c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2 + c_2(b_2 - a_2)} I_{t > b_2}}{1 + \frac{q_1}{p_1} e^{-(p+q)\left(t + \frac{c_1}{b_1} e^{b_1(t-a_1)} - 1\right)} I_{t \geq a_1 + c_2(t-a_2)} I_{t \geq a_2} I_{t \leq b_2 + c_2(b_2 - a_2)} I_{t > b_2}}$$

### Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (t)

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $m * (1 - \text{EXP}(-(p+q) * (t + (c1/b1) * (\text{EXP}(b1 * (t-a1)) - 1)) * (a1 <= t) + c2 * (t-a2) * (a2 <= t) * (t <= b2) + c2 * (b2-a2) * (b2 < t))) / (1 + (q/p) * \text{EXP}(-(p+q) * (t + (c1/b1) * (\text{EXP}(b1 * (t-a1)) - 1)) * (a1 <= t) + c2 * (t-a2) * (a2 <= t) * (t <= b2) + c2 * (b2-a2) * (b2 < t)))$

Stime dei parametri iniziali:

$m = 2,04042E6$   
 $p = 0,00025$   
 $q = 0,036$   
 $c1 = 2,43$   
 $b1 = -0,075$   
 $a1 = 53,0$   
 $c2 = -0,2$   
 $a2 = 74,0$   
 $b2 = 113,0$

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza delle stime dei parametri.

Numero di iterazioni: 28

Numero di chiamate di funzione: 309

#### Risultati della stima

		Intervallo di confidenza al		95,0%
		asintotico		
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
m	3,03341E6	291011,	2,45645E6	3,61037E6
p	0,000120782	0,00000626129	0,000108368	0,000133196
q	0,0455525	0,00313326	0,0393405	0,0517645
c1	0,852975	0,118299	0,618435	1,08751
b1	-0,0294351	0,00460634	-0,0385677	-0,0203026
a1	46,128	0,705578	44,7291	47,5268
c2	-0,49802	0,0330516	-0,563549	-0,432492
a2	77,7298	0,201608	77,3301	78,1295
b2	113,698	0,24536	113,212	114,184

#### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,20202E13	9	3,5578E12
Residuo	8,30612E8	106	7,83596E6
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,9953 percento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9949 percento

Errore standard della stima = 2799,28

Errore assoluto medio = 2072,65

Statistica di Durbin-Watson = 0,332321

Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,830923

L'introduzione di uno *shock* esponenziale ed uno *shock* rettangolare ha fatto migliorare l'andamento del modello. Il coefficiente di correlazione  $R^2_{2gas}$  è pari a 0,999953, indicando che il modello spiega il 99,99% della variabilità totale dei dati, un notevole miglioramento rispetto al modello di Bass standard. Dalla stima del modello, risultano che gli intervalli di confidenza sono piuttosto stretti e precisi, i segni dei limiti inferiori e superiori degli *shocks* né cambiano né passano per lo zero. Il mercato potenziale  $m$  è pari al 3,03341E6, un valore almeno due volte e mezzo più grande rispetto al previsto dal modello precedente. Tale valore è associato all'ampiezza della *carrying capacity* iniziale. Il rapporto di  $q/p = 377,14$ , confermando che la quota asintotica degli innovatori risulta tra i 1,2 % e 4,6%, un valore basso rispetto la media. Interessante notare che la quota asintotica cumulata non viene influenzata dalla presenza di due *shock* deterministici nell'evoluzione del processo.

I parametri dello *shock* esponenziale ( $a1, b1, c1$ ) sono abbastanza centrati, con degli intervalli di confidenza stretti. Come si aspettava, si veda la Figura 22, la componente relativa all'ampiezza dello *shock*  $c1$  è positiva, pari al 0,852975, stando ad indicare che si è verificato un forte *shock* esponenziale positivo. Il parametro  $b1 = -0,0294351$ , specifica la memoria



della perturbazione, indica che le influenze provocate dall'impulso non perdurano tuttora nel processo di diffusione. Secondo le stime del parametro ( $a_1=45$ ) l'inizio della perturbazione è avvenuto nel 1946, ragionevolmente imputabile alla fine della seconda guerra mondiale.

Le stime e gli intervalli di confidenza relativi ai parametri ( $a_2, b_2, c_2$ ) convalidano l'esistenza di uno *shock* rettangolare negativo. L'intensità negativa di tale *shock* è data dal parametro  $c_2$  pari a -0,49802. Secondo i parametri  $a_2 = 77$  e  $b_2 = 114$ , la finestra temporale è a cavallo tra gli anni 1976 e 2013. Sicuramente l'inizio di tale *shock* è legato alla crisi energetica del 1973, dovuta principalmente alla improvvisa e inaspettata interruzione del flusso dell'approvvigionamento di petrolio proveniente dalle nazioni appartenenti all'Opec (l'organizzazione dei paesi esportatori di petrolio) verso le nazioni importatrici del petrolio. Seguita dalla mossa restrittiva dell'OPEC nel 1979, la quale riabbassò le produzioni dei paesi aderenti per qualche anno.

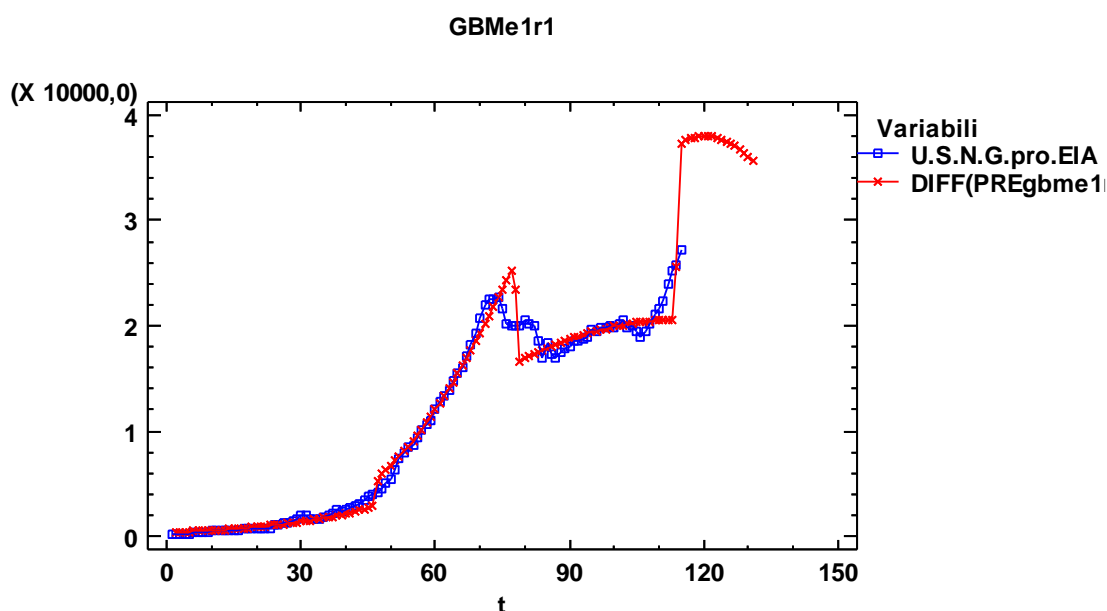


Figura 39. Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello GBM con uno *shock* esponenziale ed uno *shock* rettangolare.

Osservando la Figura 39 è ben visibile che con l'introduzione di due *shock* il modello riesce a catturare molto meglio l'andamento della serie storica. Stavolta la parte iniziale, il primo ed il secondo picco, sono stati centrati, anche se si può volere di più. Un'altra cosa interessante da constatare è "l'esplosione" della previsione del modello in oggetto nella parte finale, più precisamente nell'anno 2013, rispetto all'osservazione 114 della serie storica. Il valore della statistica di Durbin - Watson pari al 0,332321 e l'analisi grafica dei residui suggeriscono di procedere con un affinamento delle previsioni, applicando un processo del tipo ARMAX.

Grafico dei residui

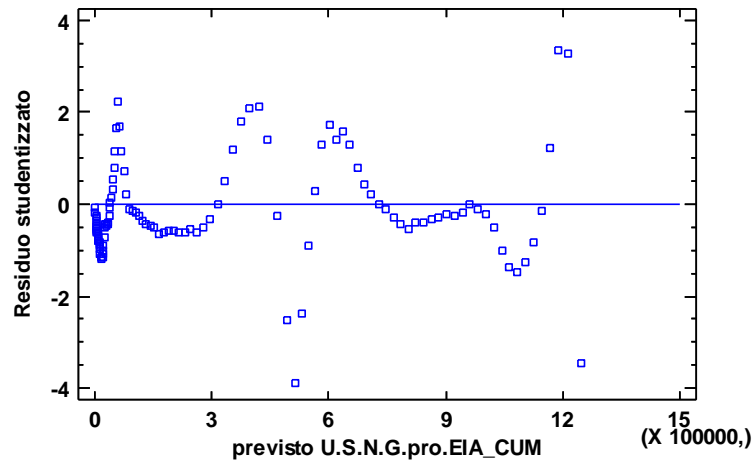


Figura 40. I residui del modello GBM con due *shock* misti.

Si ottiene la seguente analisi: Previsioni con un processo ARMAX(4,0,3) + regressore

**Previsione - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM**

Variabile: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Numero di osservazioni = 115

Indice iniziale = 1

Intervallo di campionamento = 1,0 anno(i)

**Sintesi della previsione**

Modello di previsione selezionato: ARIMA(4,0,3) + 1 regressore

Numero di previsioni generate: 12

Numero di periodi trattenuti per convalida: 0

	<i>Stima</i>	<i>Convalida</i>
<i>Statistica</i>	<i>Periodo</i>	<i>Periodo</i>
RMSE	975,685	
MAE	568,882	
MAPE	6,34344	
ME	-40,7194	
MPE	-6,08267	

**Sintesi del modello ARIMA**

<i>Parametro</i>	<i>Stima</i>	<i>Errore std.</i>	<i>t</i>	<i>P-value</i>
AR(1)	0,704882	0,104003	6,77749	0,000000
AR(2)	-0,593318	0,110412	-5,37366	0,000001
AR(3)	0,872915	0,0756978	11,5316	0,000000
AR(4)	-0,870984	0,112082	-7,77098	0,000000
MA(1)	-1,31472	0,0516792	-25,44	0,000000
MA(2)	-1,41712	0,0368439	-38,4629	0,000000
MA(3)	-0,487168	0,024485	-19,8966	0,000000
PREgbme1r1	0,998388	0,000872089	1144,82	0,000000

Previsione storica: sì

Varianza stimata di rumore bianco = 958418, con 107 gradi di libertà

Deviazione standard stimata di rumore bianco = 978,988

Numero di iterazioni: 19

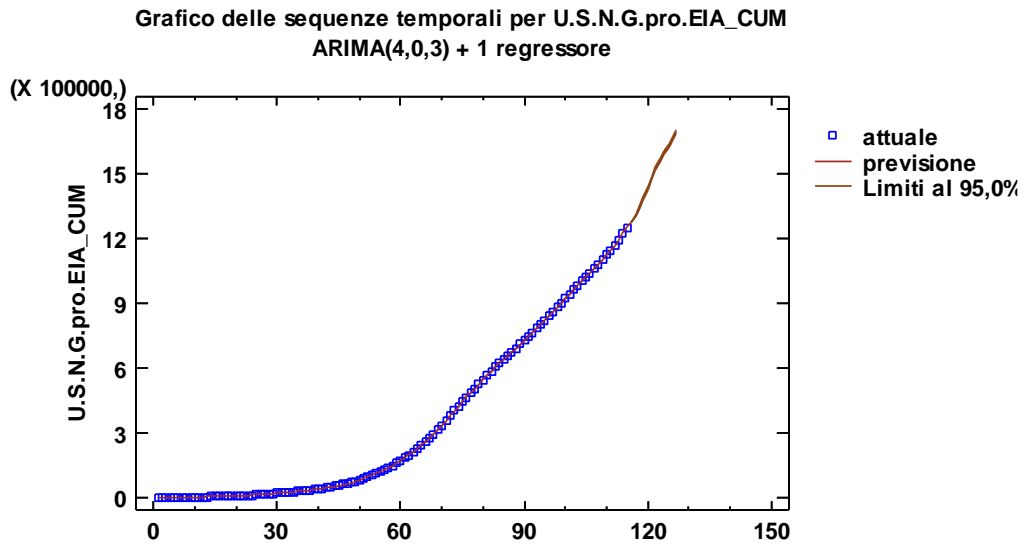


Figura 41: Grafico delle sequenze temporali (U.S.N.G.pro.EIA\_CUM) modellato con un ARMAX (4,0,3) + 1 regressore.

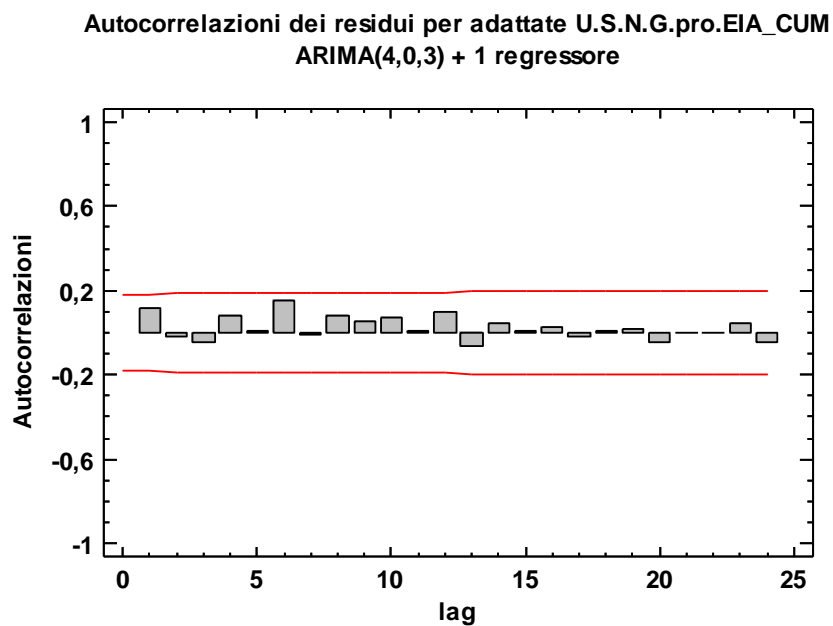


Figura 42: Correlogramma della serie dei residui modellati con un ARMAX (4,0,3) + 1 regressore.

Le stime dei parametri sia per la parte autoregressiva AR(p), sia per la parte a media mobile, MA (q), risultano statisticamente diverse da zero, come dimostrato dai valori dei p-value inferiori allo 0,05. Come si vede nella Figura 42, tutti i ritardi sono centrati dentro gli intervalli di confidenza, quindi sono significativamente uguali a zero.

Grafico X-Y multiplo

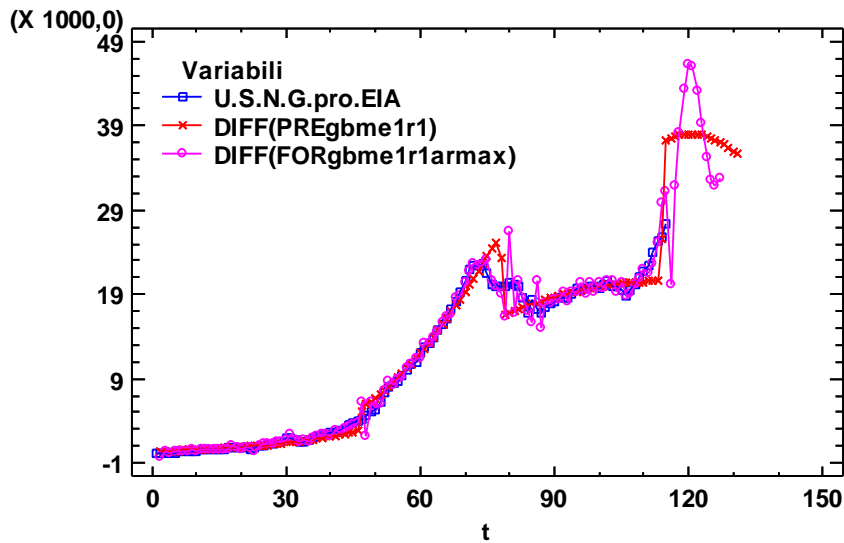


Figura 43: Confronto fra le osservazioni istantanee, le previsioni del modello GBM con due shock misti e le previsioni del processo ARMAX (4,0,3) + 1 regressore.

Il grafico di confronto fra le osservazioni istantanee, le previsioni del GBM con due shock misti e l'affinamento mediante un processo del tipo ARMAX, evidenzia una migliore capacità previsionale di tale modello rispetto al modello di Bass standard. E' interessante constatare che l'ultimo trend positivo presente ai giorni di oggi, continua a crescere raggiungendo un picco impressionante.

### 2.3. Space - Bass standard model (SpaceBM2)

#### Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA CUM (t)

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $mg^*$

$$(1-EXP(-(p+q)*t))/$$

$(1+(q/p)*EXP(-(p+q)*t))+$   
 $mb^*$

$$(1-EXP(-(p+q)*b*t))/$$

$(1+(q/p)*EXP(-(p+q)*b*t))$

Stime dei parametri iniziali:

mg = 1,4E6

p = 0,0001

q = 0,04

mb = 1,3E6

b = 0,9

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 180

Numero di chiamate di funzione: 1259

### Risultati della stima

		Errore standard	Intervallo di confidenza al	95,0%
Parametro	Stima	asintotico	inferiore	superiore
mg	1,57508E7	3,17037E6	9,46783E6	2,20337E7
p	0,0000155942	0,00000201557	0,0000115998	0,0000195886
q	0,0417247	0,000802025	0,0401352	0,0433141
mb	581489,	11252,2	559190,	603788,
b	2,56416	0,0825579	2,40055	2,72777

### Analisi della varianza

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,20195E13	5	6,40391E12
Residuo	1,53587E9	110	1,39624E7
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,9913 per cento  
R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,991 per cento  
Errore standard della stima = 3736,64  
Errore assoluto medio = 2599,31  
Statistica di Durbin-Watson = 0,0675928  
Autocorrelazione residua al lag 1 = 0,956279

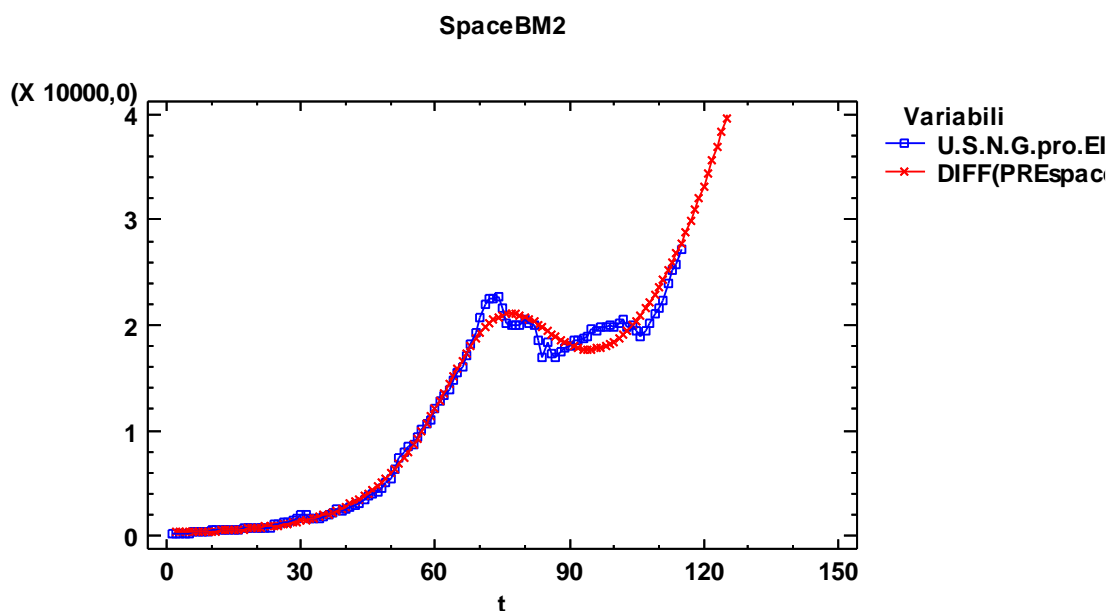


Figura 44: Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello Space con due sotto-modelli di Bass standard.

## 2.4. Space - Bass standard model (SpaceBM3)

### Regressione non lineare - U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (t)

Variabile dipendente: U.S.N.G.pro.EIA\_CUM (Billion cubic feet)

Variabili indipendenti:

t

Variabile di selezione: t

Funzione da stimare:  $mg \cdot$

$(1 - \text{EXP}(-(p+q) \cdot t)) /$

$(1 + (q/p) \cdot \text{EXP}(-(p+q) \cdot t)) +$

$$\frac{mb^*}{(1+(q/p)*EXP(-(p+q)*b*t))+ma^*} \quad \frac{(1-EXP(-(p+q)*b*t))}{(1-EXP(-(p+q)*a*t))}$$

Stime dei parametri iniziali:

- mg = 700000,
- p = 0,0001
- q = 0,04
- mb = 600000,
- b = 0,9
- ma = 800000,
- a = 1,3

Numero di osservazioni: 115

Metodo di stima: Marquardt

Stima raggiunta per la convergenza della somma residua dei quadrati.

Numero di iterazioni: 271

Numero di chiamate di funzione: 2439

**Risultati della stima**

		Intervallo di confidenza al 95,0%	
		asintotico	
Parametro	Stima	asintotico	inferiore superiore
mg	258135,	41437,8	175998, 340272,
p	0,0000119512	0,00000120304	0,00000956656 0,0000143358
q	0,0911167	0,00418932	0,0828127 0,0994207
mb	7,48094E7	1,19225E7	5,11769E7 9,84419E7
b	0,391169	0,0123401	0,366709 0,41563
ma	455101,	20140,3	415179, 495023,
a	1,37942	0,0410842	1,29799 1,46086

**Analisi della varianza**

Sorgente	Somma dei quadrati	G.l.	Media dei quadrati
Modello	3,20205E13	7	4,57436E12
Residuo	5,44863E8	108	5,04503E6
Totale	3,20211E13	115	
Totale (Corr.)	1,76718E13	114	

R-quadrato = 99,9969 per cento

R-quadrato (adattato per g.l.) = 99,9967 per cento

Errore standard della stima = 2246,11

Errore assoluto medio = 1775,0

Statistica di Durbin-Watson = 0,132572

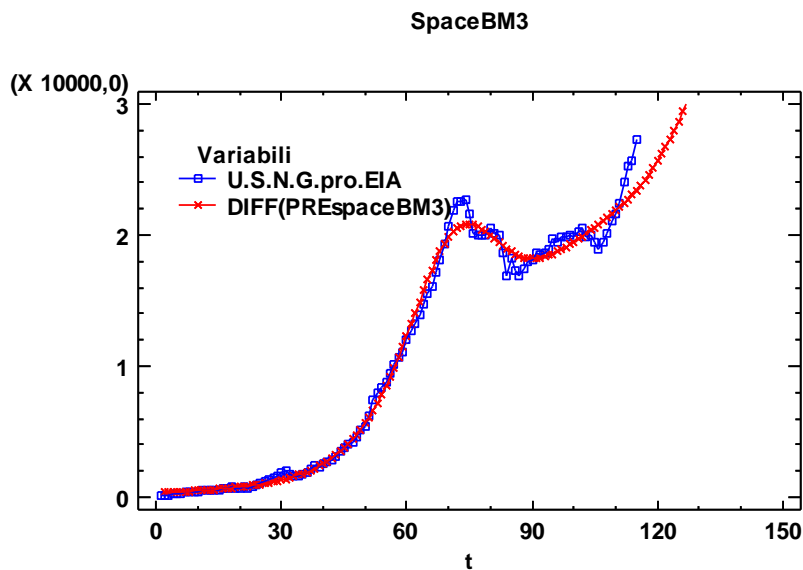


Figura 45: Serie originale dei dati istantanei e le previsioni del modello Space con tre sotto-modelli di Bass standard.

## Riferimenti bibliografici

Bass, F.M. (1969). A new product growth model for consumer durables, *Management Science*, 15, 215-227.

Bass, F.M., Jain, D.C., Krishnan, T.V. (2000). “*Modeling the marketing-mix in new-product diffusion*”, in Mahajan, V., Muller, E., Wind, Y. eds. *New Product Diffusion Models*, Kluwer Academic Publishers, New York.

Bass, F.M., Krishnan, T.V., Jain, D.C. (1994). Why the Bass model fits without decision variables, *Marketing Science*, 13, 203-223.

Di Fonzo, T., Lisi, F. (2005). Serie Storiche Economiche, Analisi Statistiche e Applicazioni, Roma, 159 - 181.

Gaurav Sharma (January 13, 2013). What happens to OPEC and the oil price if fracked shale isn't the high cost producer? *Forbes*.

Hughes, J. David. 2013a. Drill, Baby, Drill: Can Unconventional Fuels Usher in a New Era of Energy Abundance? *Post Carbon Institute*.

J. T. Bartis, T. LaTourrette, L. Dixon, D.J. Peterson, and G. Cecchine (2005). Oil Shale Development in the United States Prospects and Policy Issue.

M. V K ok, G. Guner, S. Bagci (2008). Application of EOR techniques for oil shale fields (in-situ combustion approach), *Oil Shale, Estonian Academy Publishers*, 1 – 2.

Nathan Vardi (January 5, 2015). Saudi Arabia's \$750 billion bet drives Brent oil below \$54, *Forbes*.

Nida Cakir Melek (First quarter 2015). What could lower prices mean for U.S. oil production? *Economic Review*.

Qian Jialin; Wang Jianqiu (November, 2006). World oil shale retorting technologies, *International Conference on Oil Shale*.

Qiang Wang, Xi Chen, Awadnesh N. Jha, Howard Rogers (2014). Natural gas from shale formation - The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 1 - 28.

R. Guseo, M. Guidolin. Heterogeneity in diffusion of innovations modelling: A new fundamental types, *Tecnological Forecasting & Social Change*, 2015, 514 - 524.

R. Guseo , Worldwide cheap and heavy oil productions: A long-term energy model, *Energy Policy*, 2011, 5572 - 5577.

Secure Fuels from Domestic Resources. The Continuing Evolution of America's Oil Shale and Tar Sands Industries, United States Department of Energy, Office of Naval Petroleum and Oil Shale Reserves, 2007, 18 – 27.

Shawn Tully (January 9, 2015) The shale oil revolution is in danger, *Fortune Magazine*.

S. Scott Gaille (2015). How can governments accelerate international shale development, *Gaille Final*, 2-17.

Wang, Zhongmin, and Alan Krupnick 2013. A Retrospective Review of Shale Gas Development in the United States, *Resources for the Future Discussion Paper*, 13 - 12.

Xu, Conglin. (March 3, 2014). The Next Eagle Ford, *Oil & Gas Journal*.

<http://www.eia.gov/>

<http://www.history.com/topics/oil-industry>

<http://ostseis.anl.gov/guide/oilshale/>

<https://www.priweb.org/ed/pgws/history/spindletop/spindletop.html>