



RIETI Discussion Paper Series 15-J-039

# 原油価格の中長期的展望についての考察 -米国シェールオイル・ガスの生産側挙動に関する経済学的分析-

戒能 一成  
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<http://www.rieti.go.jp/jp/>

## 原油価格の中長期的展望についての考察

- 米国シェールオイル・ガスの生産側挙動に関する経済学的分析<sup>\*</sup>

戒能一成（経済産業研究所）

## 要 旨

2014年後半からの原油価格の大幅下落の背景については、世界的な経済成長の鈍化など需要側の要因に加え、米国でのシェールオイル生産増など供給側の構造的要因の影響が大きいことが指摘されている。シェールオイル・ガスの生産は、在来型油田・ガス田での生産と比較して開発対象となる鉱床や生産井の開発技術など様々な相違点があることが判明しているが、その開発挙動と生産量・価格との関係はなお十分解明されていない状況にある。

本資料においては、米国エネルギー省・エネルギー情報庁による公的統計を用いて、米国シェールオイル・ガスの生産量と掘削リグの稼働数、あるいは原油・天然ガス価格と掘削リグの稼働数の関係について計量経済学的手法を用いて分析を行った。

当該分析の結果、原油・天然ガスとも価格変化から平均して7～10ヶ月後、最短で4ヶ月後に掘削リグ稼働数が変化しており、価格弾力性は+0.3～0.4、最大+1.4と判明した。

また、原油・天然ガスとも掘削リグ稼働数変化から平均して8ヶ月後、最短2ヶ月後に生産量に変化しており、掘削リグ1基・月稼働当+0.1～0.3 PJ/月程度の寄与と判明した。

但し、原油においては掘削リグ稼働から生産量変化迄に水圧破碎や関連設備整備など中間工程の「待ち時間」が顕著であり、生産開始迄の期間に大きなばらつきが存在すると判明した。

さらに当該結果を用いて米国主要シェールオイル生産地域での原油掘削リグ稼働数及び原油生産量の将来予測を試みたところ、2014年後半に急落した原油価格が現状のまま推移したと仮定すると、原油掘削リグ稼働数は2015年中に現状の半分以下に減少し、原油生産量は2016年後半迄増加を続けた後に横這い乃至微減に転じると予測された。

今後の原油価格に関する中長期的展望を考えるにあたっては、本資料での分析の再計測に加え、他地域での生産側挙動や需要側挙動について更に調査研究を進めることが必要である。

キーワード：原油価格, 石油・天然ガス生産, シェールオイル, シェールガス

JEL classification: L71, C22, D24, E32

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

<sup>\*</sup>本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所、国立大学法人東京大学公共政策大学院、UNFCCC-CDM理事会などの組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

本資料を作成するにあたって、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC) 野神隆之氏・伊原賢氏他から有益な意見を頂いたためここに記して感謝の意を表す。本資料に含まれる一切の誤謬は筆者の責に帰するものである。

## 原油価格の中長期展望についての考察

- 米国シェールオイル・ガスの生産側挙動に関する経済学的分析 -

### - 目 次 -

要 旨  
目 次  
本 論

#### **1. 現状と問題意識**

- 1-1. 原油価格の推移と2014年後半からの急激な下落要因 - p01
- 1-2. 米国シェールオイル・ガス生産の概要と本資料の問題意識 - p02

#### **2. 分析に用いる方法論・統計値**

- 2-1. 米国地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数の分離推計  
(米国地域別シェールガスの掘削リグ稼働数と生産量) - p05
- 2-2. 米国地域別シェールオイルの掘削リグ稼働数と生産量の関係分析 - p07
- 2-3. 原油・天然ガス価格と米国地域別シェールオイル・ガス掘削リグ稼働数の関係分析  
- p08

#### **3. 分析結果**

- 3-1. 米国地域別シェールオイルの掘削リグ稼働数と生産量 - p09
- 3-2. 原油・天然ガス価格と米国地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数 - p11

#### **4. 考 察**

- 4-1. 分析結果の整理と考察 - p12
- 4-2. 原油掘削リグ稼働数・原油生産量の将来予測 - p14
- 4-3. 今後の課題 - p15

別掲図表 - p16  
参考文献 - p50

※ 本資料は独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構(JOGMEC)から筆者への  
依頼研究に基づくものである。

2015年 6月  
戒能 一成 (C)

## 1. 現状と問題意識

### 1-1. 原油価格の推移と2014年後半からの急激な下落要因

#### 1-1-1. 原油価格推移概観と近年の動向

原油は典型的な国際市況商品であり、その価格は単なる原油自体の需給やその見通しに加え、世界の経済成長や他の金融商品の市況見通しなどの経済的要因、中東など主要産油国での国内・国際紛争などの政治的要因といった様々な要因に影響されて推移している。

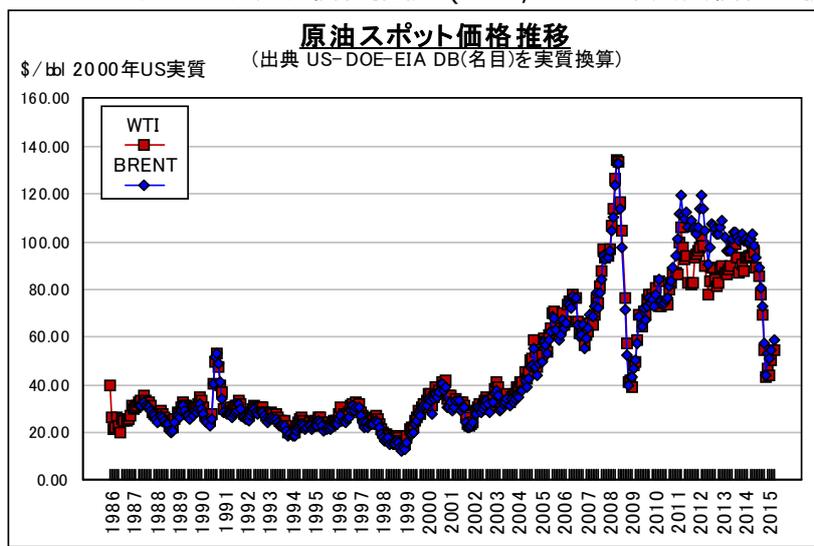
米国エネルギー省・エネルギー情報庁統計<sup>\*1</sup>による1986年から約20年間の月次原油価格推移<sup>\*2</sup>を見た場合、2000年頃を境目としてその挙動は大きく変化している。

2000年頃迄の原油価格推移においては、1990年の「湾岸戦争」期において一時的な高騰が生じた以外は1バレル30ドル前後で比較的安定的に推移していた。

ところが2000年以降においては、中国・インドをはじめとする上位発展途上国での経済成長に伴う原油需要拡大により原油価格は上昇を続け1バレル130ドル迄高騰したが、2008年のいわゆる「リーマン・ショック」による世界的な経済成長の鈍化・停滞に伴い暴落し、2000年頃迄とは一変して高騰・暴落を繰返しつつ推移している。

さらに2010年頃からは世界的な経済成長の回復とシリア・イラクなど中東情勢の緊迫化に伴い、原油価格も再度1バレル100ドル程度迄回復して推移していたが、2014年後半から原油価格は再度暴落している。

[図1-1-1-1. 原油スポット価格推移 (FOB, 2000年実質価格に換算)]



#### 1-1-2. 2010年後半からの WTI-BRENT価格差の発生と米国シェールオイル生産

原油価格推移において注目すべきは2010年以降の米国 WTI原油と欧州 BRENT原油の顕著な価格差の発生である。2010年迄は WTIと BRENTの間には殆ど価格差がない状態で推移してきたが、2010年後半から WTIの方が5~15%廉価で推移している。

当該価格差の原因については、米国の石油・天然ガス輸出規制政策と本資料の分析対

\*1 以下「US-EIA統計」と略称する。

\*2 本稿においては、米国の石油生産の分析を目的とすることから、以下特に断らない限り価格は全て米国の2000年基準GDPデフレーターで実質化した値を使用する。  
価格・生産量などの出典については参考文献1、米国GDPデフレーターについては参考文献2参照。

象の一つである米国シェールオイルの生産拡大が原因であると推察される。

### 1-1-3. 2014年後半からの原油価格下落要因と米国シェールオイル生産

2014年後半からの原油価格の暴落については、関係機関・有識者によって様々な要因が指摘されているが、需要面では中国・インドなど上位発展途上国における経済成長の鈍化と調整局面への転換、ギリシャなど南欧での金融危機やウクライナ内戦など欧州における経済見通しへの不安要素の増加などが挙げられている。

一方供給面においては、短期的に石油輸出国機構(OPEC)における協調減産合意が成立する見込みが立たないことに加え、米国におけるシェールオイル生産拡大の継続など中長期的な供給過剰が継続すると見込まれることの影響が大きい点が挙げられている。

需要側の諸要因や供給側の石油輸出国機構(OPEC)での協調減産などの要因はいずれも短期的に状況が変化し得るため予測が困難な要因であるが、米国におけるシェールオイルの生産拡大については中長期的に継続し供給側の基調となり得る要因である点が大きく異なり、その動向を詳細に分析しておくことは非常に重要であると考えられる。

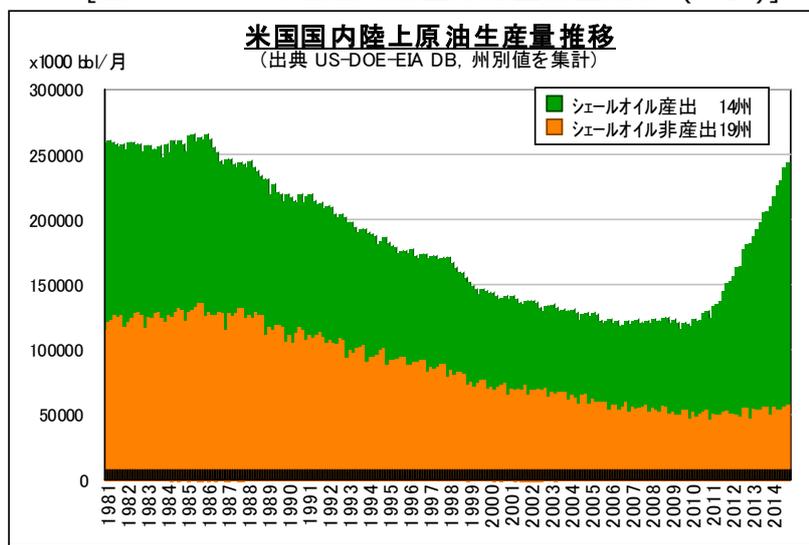
## 1-2. 米国シェールオイル・ガス生産の概要と本資料の問題意識

### 1-2-1. 米国国内陸上原油・天然ガス生産量推移

US-EIA統計による米国国内の州別陸上天然ガス生産量推移を見た場合 2005頃迄は生産量が一律にほぼ横這いで推移してきたが、2005年頃から州別の挙動が異なって推移している。同様に州別陸上原油生産量推移を見た場合も 2010年頃迄は生産量が一律に減少傾向にあったが、2010年頃迄から州別の挙動が著しく異なって推移している。

具体的には、Alaska州などシェールオイルを産出しない 19州では原油・天然ガス生産量が逡減して推移しているが、Texas州などシェールオイルを産出する 14州<sup>\*4</sup>では天然ガス生産量が 2005年頃から、原油生産量が 2010年頃から急増している。

[図1-2-1-1. 米国国内陸上原油生産量推移 (合計)]



(別掲図表)

図1-2-1-2. 米国国内陸上原油生産量推移 (シェールオイル産出・非産出州別)

図1-2-1-3, 4. 米国国内陸上天然ガス生産量推移 (合計, シェールオイル産出・非産出州別)

\*3 参考文献 5 参照。

\*4 California州には南部Monterey層にシェールオイル資源が存在することが知られているが、州環境保護規制により水圧破砕が制限されており殆ど生産が行われていないため、本稿では非産出州に分類する。

## 1-2-2. シェールオイル・ガス生産の特質と在来型原油との相違点

在来型原油・天然ガスは、頁岩(Shale)など有機物を大量に含む堆積岩からなる石油根源岩で生成した原油・天然ガス分が、長期間を掛けて多孔質の貯留岩の地層に移動して滞留したものを採掘している。貯留岩は砂岩・石灰岩など多孔質で孔隙や割目などに高濃度で原油・天然ガスを含んでいるものが選ばれ、貯留岩の構造に応じ垂直井か傾斜井を掘削すれば比較的容易に原油・天然ガスが採掘できる。

在来型原油・天然ガスでは貯留岩の天然の孔隙や割目に貯まった原油などを採掘しているので、適切な生産管理・坑底圧力管理を行えば、一旦生産井を掘削すると数年間はほぼ同率の生産を維持することができる。

これに対し、シェールオイル・ガスは頁岩など石油根源岩の地層そのものに対し水平井を掘削し、人為的に水圧破碎(Fracking; Fracture Cracking)を行って石油根源岩に割目を作り、割目を維持するため「楔」となる砂粒などを圧入して採掘するものであり、採掘対象となる鉱床や生産技術が根本的に異なっている。

また、シェールオイル・ガスでは人為的に水圧破碎で割目を作って採掘をしているため、在来型原油・天然ガスと異なり割目の崩壊・閉塞や到達範囲内の原油・天然ガス分の減少に従い、何もしなければ数ヶ月で急速に生産量が減退することが知られている。

一方、シェールオイルの生産については、水圧破碎により人為的に形成した亀裂からの生産分と、油井坑壁面からの「浸出」による生産分が存在するため、前者は数ヶ月で急速に減退するが後者は数年間の長期にわたりわずかつづ生産が継続することが知られている。

(別掲図表)

図1-2-2-1. シェールオイル生産の特質と在来型原油との相違点 (参考文献 6. より引用)

## 1-2-3. 米国シェールオイル産出地域と州別原油・天然ガス生産量推移

米国国内のシェールオイル・ガス資源については、Bakken, Permian, Eagle-Ford など大規模な鉱床が 8地域に存在し、このうち生産が行われている 7地域ではシェールオイル・ガス鉱床が州境を跨いで広域的に分布していることが知られている。

US-EIA統計によるシェールオイル産出州別の天然ガス生産量推移を見た場合、2005年頃から Pennsylvania(PA), Texas(TX), Louisiana(LA)などの州で突出して生産量が増加している。同様に原油生産量推移を見た場合、2010年頃から、Texas州(TX)、North-Dakota州(ND)の 2州において突出して生産量が増加しており、原油・天然ガスとも地域間においても非常に大きな生産量挙動の差異が存在することが観察される。

当該差異の原因が、地域毎の鉱床へのシェールオイル・ガス生産技術の適不適などの技術的要因によるものなのか、鉱区を保有する石油・天然ガス開発企業の戦略や州政府の水圧破碎規制など経済的・社会的要因によるものなのかは不明である。

(別掲図表)

表1-2-3-1. 米国内主要シェールオイル・ガス埋蔵地域と対応する州

図1-2-3-1. 米国内主要シェールオイル・ガス埋蔵地域概略図

図1-2-3-2～5. 米国シェールオイル産出州・地域の州別・地域別原油生産量推移(合計/州・地域別)

図1-2-3-6～9. 米国シェールオイル産出州・地域の州別天然ガス生産量推移(合計/州・地域別)

## 1-2-4. 米国の陸上原油・天然ガス掘削リグ稼働数推移

### (1) 原油掘削リグ稼働数

\*5 シェールオイルにおける水平井・水圧破碎などの生産技術は、シェールガスの生産技術が油層に展開されたものである。参考文献 6, 7 及び 8. 参照。

US-EIA統計及び Baker-Hughes Co. による陸上原油掘削リグの総稼働数については、2008年中盤迄は緩やかな増加を続けてきたが、2008～9年のいわゆる「リーマン・ショック」による景気後退に対応して一時 200基/月程度迄大きく減少した。ところが、2010年からは一転して急激な増加を続け、2012年頃に 1400～1500基/月前後で緩やかな増加に遷移して推移している。

このうち、シェールオイルの生産に使われる水平井の掘削リグの稼働数については、当初急増して推移し、2012年頃に 800基/月程度で一旦安定した後 2013年後半から再度増加して推移している。

総掘削リグ稼働数及び水平井掘削リグとも、2014年後半からの原油価格暴落に対応したと思われる減少傾向が見られるが、今後どの程度迄減少するかは不明である。

## (2) 天然ガス掘削リグ稼働数

同様に天然ガス掘削リグについて見た場合、総稼働数及び水平井の掘削リグ稼働数とも 2007年以降の天然ガス価格の低迷を背景に減少して推移しており、近年では 200～400基/月程度で「底を打って」推移している。

## (3) 地域別陸上掘削リグ稼働数

一方、US-EIA統計においては 7つの主要シェールオイル産出地域について地域別陸上掘削リグ稼働数の統計値が得られ、当該稼働数は 2010年頃から急増して推移した後 2012年頃から安定的に推移していることが観察される。

但し当該地域別陸上リグ稼働数については原油掘削リグと天然ガス掘削リグの両方が含まれた合計の稼働数であることに注意が必要である。

(別掲図表)

図1-2-4-1, 2. 米国陸上原油・天然ガス掘削リグ稼働数推移

図1-2-4-3. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数推移(原油・天然ガス合計数)

## 1-2-5. 米国シェールオイル・ガス生産の影響と本資料の問題意識

1-2-1. でみた米国シェールオイル生産の増加は、2014年末実績を年間生産量に換算すると BP統計や Oil & Gas Journal による近年の世界の総原油生産量約 30,000 Mil. bbl/年の約 5%に相当する量であり、世界の原油需給を軟化させるに十分な量がわずか 4年の期間で増産されたことに相当する。

さらに 1-2-4. でみたとおり、特に米国シェールオイルの掘削リグの稼働はなお盛んであり、当面は米国シェールオイルの生産増加が継続するものと見込まれる。

一方、米国シェールオイル・ガスの生産量と掘削リグの稼働数、あるいは原油・天然ガス価格と掘削リグの稼働数の関係についてはなお不明な点が多く、例えば目下の原油価格の下落が何時頃まで継続するのか、という問題に対して大きな不確実性を与える要素となっている。

本資料は、US-EIA統計など公的統計情報を基礎として、米国シェールオイル・ガスの生産量と掘削リグの稼働数、あるいは原油・天然ガス価格と各掘削リグの稼働数の関係について計量経済学的手法を用いた分析を行い、これらの生産側挙動を解明し原油・天然ガス価格の中長期的展望について考察することを以て、今後の石油・天然ガス資源政策に寄与することを目的とするものである。

## 2. 分析に用いる方法論・統計値

### 2-1. 米国地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数の分離推計 (米国地域別シェールガスの掘削リグ稼働数と生産量)

#### 2-1-1. 地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数についての識別の考え方

将来の米国国内でのシェールオイル生産量を考える上では、シェールオイルの生産設備である油井の数・規模と生産挙動などがある程度正確に把握し分析を行う必要がある。

US-EIA統計においては、1-2-4. (3) で述べたとおり 7つの主要シェールオイル産出地域別に陸上掘削リグ稼働数、該当地域での原油生産量及び天然ガス生産量が 2007年 1月から月報値で得られるため、これを用いた分析を行うことが考えられる。

しかし、当該 US-EIA統計の地域別陸上掘削リグ稼働数については、原油掘削リグと天然ガス掘削リグの識別がなく、原油を産出する地域ではいずれも天然ガスも併せて産出されているため、そのままでは両者を識別できず分析に用いることができない。

このため、主要シェールオイル産出地域として US-EIA統計から掘削リグ数の統計値が得られる地域のうち、専ら天然ガスを生産している地域での掘削リグ稼働数推移と天然ガスの生産量推移から天然ガスの生産量に応じた掘削リグ稼働数を逆推計する算式を導出し、当該算式を用いた逆推計による地域別天然ガス掘削リグ稼働数を他の地域別掘削リグ稼働数から控除することによって、地域別の原油掘削リグ稼働数の推移を推計する。

#### 2-1-2. 地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数の識別手法

1-2-4. で述べた 7つの主要シェールオイル産出地域のうち、専ら天然ガスを生産している地域は Haynesville, Marcellus 及び Utica の 3地域である。

このうち Marcellus 及び Utica 地域では 2010年と比較した 2014年の原油生産量が 2倍以上増加しているが、Haynesville地域では 2010年と比較した 2014年の原油生産量が殆ど同じであり、同地域でこの間に稼働していた掘削リグは専ら天然ガスの開発を行っていたと見なすことができる。

従って Haynesville地域での掘削リグ稼働数と天然ガス生産量の月次統計値を用いて、生産量の変化が過去の掘削リグ稼働数などで決定されていたと仮定した時系列回帰分析を行い、まず天然ガス生産量と掘削リグ稼働数についての一般的な関係を推計する。

[式2-1-2-1. 米国 Haynesville地域掘削リグ稼働数と天然ガス生産量の関係推計式]

$$Q(t) = \beta_0 + \beta_1 * t + \beta_2 * N(t-u) + (1+\beta_3) * Q(t-1) + \beta_4 * P(t) + \beta_5 * P(t-v) + \sum y_j * DMM_j + e(t)$$

… 推計式1)

Q(t), Q(t-1)	t月, t-1月 天然ガス生産量 (PJ)	2007年1月～2015年1月
N(t-u)	t-u月 掘削リグ稼働数 (基/月)	; ラグ月数 u は AIC/BICにより決定
P(t), P(t-v)	天然ガス価格 (\$/TCF, 2000年実質)	
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	
β <sub>0</sub>	定数項	y <sub>j</sub> 月ダミー係数
β <sub>1</sub>	天然ガス生産技術・鉱床条件変化率 (PJ/月)	e(t) 誤差
β <sub>2</sub>	掘削リグ稼働数当天然ガス生産規模 (PJ/基/月)	
β <sub>3</sub>	既存生産井生産減退率 (0 < β <sub>3</sub> < 1)	
β <sub>4</sub>	価格反応率 (PJ/(\$/TCF)) (β <sub>4</sub> > 0)	
β <sub>5</sub>	過去価格反応率 (PJ/(\$/TCF)) (β <sub>5</sub> < 0,  β <sub>5</sub>   < β <sub>4</sub> )	

(別掲図表)

表2-1-2-1. 米国主要シェールオイル産出 7地域別 2010年・2014年原油生産量と増減率  
図2-1-2-1～7. 米国主要シェールオイル産出 7地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移

2-1-3. 天然ガス掘削リグ稼働数の推計結果と原油掘削リグ稼働数の推計

2-1-2. 推計式1) により Haynesville地域の天然ガスの生産量と掘削リグ稼働数の関係を解析したところ、天然ガスの生産増減は約 8ヶ月前の掘削リグ稼働数に影響され、既存井戸の生産減退率は平均して約 ▲5.5%/月であり、同月の天然ガス価格及び直近 9ヶ月での価格変化に対し正の相関関係があることが判明した。

当該結果から、価格など他の要因が一定であるとした場合、ある月に天然ガス掘削リグが 1基稼働した場合 8ヶ月後の当初天然ガス生産量が 0.115PJ (= 100.78 MCF/月, 3.250 MCF/d) 増加するものと推定され、逆に既存井分を除いて 1 PJの天然ガス生産を増加させるためには 8ヶ月前に 8.73基/月の掘削リグ稼働が必要と推定される。

当該天然ガス生産量からの逆推計による掘削リグ稼働数を同地域での実績値と比較・検証すると、相関係数 0.947程度の精度で推計ができていることが確認される。

当該結果を他の地域での天然ガス生産量に当てはめて天然ガス掘削リグ稼働数を推計し、これを地域別掘削リグ稼働数から控除して地域別原油掘削リグ稼働数を推計した。

[式2-1-3-1. Haynesville地域掘削リグ稼働数と天然ガス生産量の関係推計結果(抄)]

$$Q(t) = 18.842 + 0.168 *t + 0.115*N(t-8) + 0.945*Q(t-1) + 3.106*P(t) - 2.214*P(t-9)$$

(0.164) (0.041) (0.000) (0.000) (0.032) (0.004)

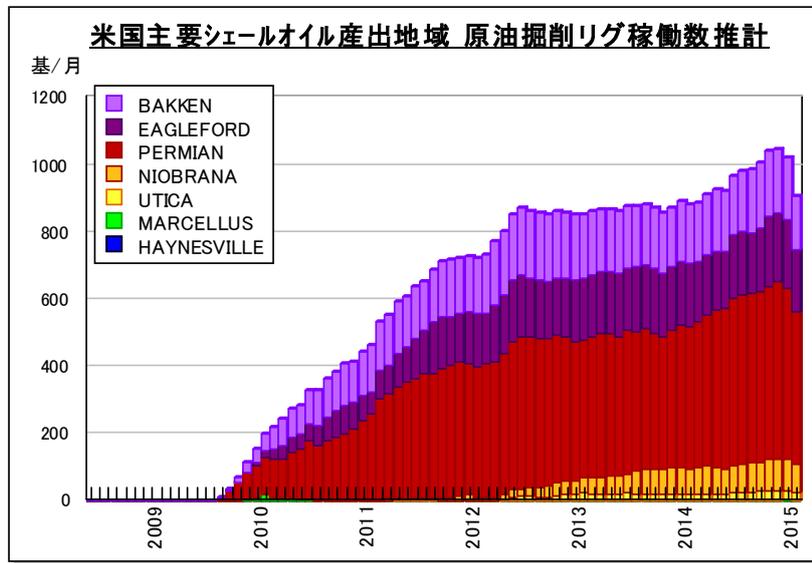
--- \*\* \*\*\* \*\*\* \*\* \*\*\*

(月次項は省略) Adj R<sup>2</sup> = 0.991, AIC= 6.546, BIC= 7.079

( )内はp値, \* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意

Q(t), Q(t-1) 天然ガス生産量 (PJ)  
 N(t-u) 掘削リグ稼働数 (基/月) ; ラグ月数 u; 8ヶ月 で AIC/BIC最小  
 P(t), P(t-v) 天然ガス価格 (\$/TCF, 2000年実質) ; ラグ月数 v; 9ヶ月 で AIC/BIC最小

[図2-1-3-2. 米国主要シェールオイル産出地域 原油掘削リグ稼働数推計結果]



(別掲図表)

- 図2-1-3-1. 米国 Haynesville地域 天然ガス掘削リグ稼働数逆推計結果検証
- 図2-1-3-3. 米国主要シェールオイル産出地域別天然ガス掘削リグ稼働数推計結果
- 図2-1-3-4. 米国主要シェールオイル産出地域別推計原油掘削リグ率推移

\*6 実際の推計においては、式・表2-1-3-1. の結果だけからでは誤差の影響により掘削リグ数が負値となる場合が発生するため、計算された月次掘削リグ数の過去 5ヶ月平均値を以て該当月の天然ガス掘削リグ数と推定する。図2-1-3-1. 参照。

## 2-2. 米国地域別シェールオイルの掘削リグ稼働数と生産量の関係分析

### 2-2-1. 地域別原油掘削リグ稼働数と生産量の関係推計手法

米国の主要シェールオイル産出地域についての原油掘削リグ稼働数と生産量の関係を推計する手法については、2-1-2. での掘削リグ稼働数と天然ガス生産量の関係についての考え方同様に、2-1. で推計した地域別原油掘削リグ稼働数と US-EIA統計による地域別原油生産量の月次統計量を用い、生産量の差分が過去の掘削リグ稼働数で決定されると仮定した時系列回帰分析を行い、原油生産量と掘削リグ稼働数の関係を推計する。

ここで、掘削された油井は水圧破碎され生産に供される迄の期間が一定ではない様子であり、天然ガスと異なり掘削リグ稼働数と原油生産量は直接の線形的関係にないため、掘削リグ稼働数を過去 18ヶ月分移動平均し平滑化処理した値を用いた推計を試みる。

推計対象地域については、主要シェールオイル産出地域のうち Bakken, Eagle-Ford, Permian, Niobrara の 4地域を推計対象とし、原油の生産量が相対的に非常に少ない Haynesville, Marcellus, Utica の 3地域を除外する。

推計期間については 2010年1月から 2015年1月迄の 61ヶ月間と、2012年1月から 2015年 1月迄の 37ヶ月間について時系列回帰分析を行い、結果を比較する。

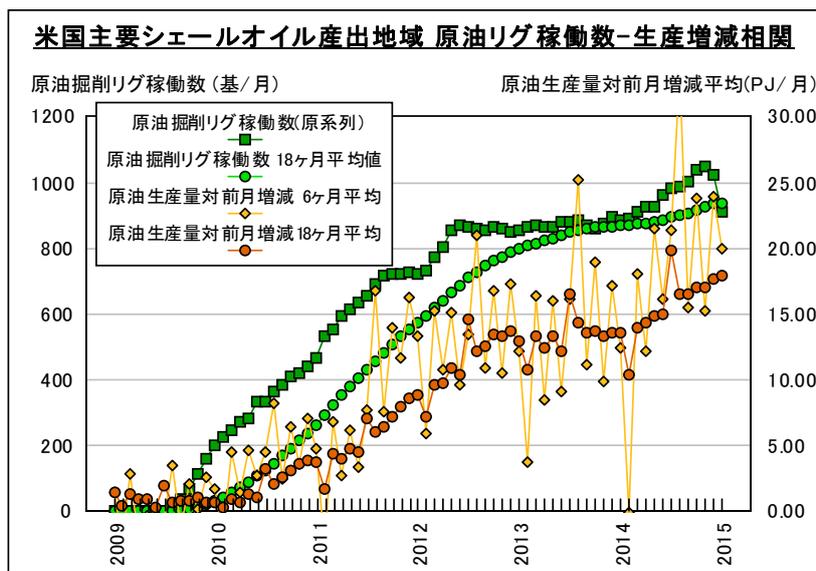
[式2-2-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域別掘削リグ稼働数と原油生産量の関係推計式]

$$dQ_i(t) = \beta_{10} + \beta_{11} * A_{18}N_i(t-u) + \beta_{12} * Q_i(t-1) + \beta_{13} * Q_i(t-36) + \beta_{14} * P(t-v) + \sum \gamma_{ij} * DMM_j + e_i(t)$$

... 推計式2)

$dQ_i(t)$	i地域 t月 平均原油生産変化量 (PJ) 2010年1月~, (2012年1月~)	
$A_{18}N_i(t-u)$	i地域 t-u月 から18ヶ月前迄の平均原油掘削リグ稼働数 (基/月) ;ラグ月数 u は AIC/BICにより決定	
$Q_i(t-1), Q_i(t-36)$	i地域 t-1月, t-36月 平均原油生産量 (PJ)	
$P(t-v)$	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質) ;ラグ月数 v は AIC/BICにより決定	
$DMM_j$	j月 月ダミー (3月基準)	
$\beta_{10}$	定数項	$\gamma_{ij}$ 月ダミー係数
$\beta_{11}$	掘削リグ稼働数当原油生産規模 (PJ/基/月)	$e_i(t)$ 誤差
$\beta_{12}$	既存生産井生産減退率 ( $0 < \beta_{12} < 1$ )	
$\beta_{13}$	既存生産井浸出生産率 ( $\beta_{13} > 0$ )	
$\beta_{14}$	価格反応率 (PJ/(\$/bbl)) ( $\beta_{14} > 0$ )	

[図2-2-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数と原油生産量対前月増減相関]



(別掲図表)

図2-2-1-2. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数と天然ガス生産量対前月増減相関  
 図2-2-1-3~6. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数と原油生産量変化相関(地域別)

## 2-3. 原油・天然ガス価格と米国地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数の関係分析

### 2-3-1. 原油・天然ガス価格と地域別原油・天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計手法

地域別の原油掘削リグ稼働数の推移を見た場合、2015年1月にいずれの地域においても急激な稼働数の減少が見られるが、これは2014年後半からの原油価格急落などに対応した生産事業者側での設備調整行動によるものと考えられる。

原油掘削リグの稼働と原油価格の関係においては、生産事業者の価格変動の認知期間の存在、生産事業者とリグ事業者との契約の問題、生産事業者の先物ヘッジによる担保措置など様々な影響により、原油価格変動に対して実際に原油掘削リグの稼働数を変化させる意志決定と具体的措置を行う迄には一定の「遅れ」を伴うものと考えられる。

当該「遅れ」の存在を前提として、地域別原油掘削リグ稼働数と原油価格の関係について2-1.で推計した地域別月次原油掘削リグ稼働数を、過去のWTI実質原油価格、過去の米国長期金利推移などの月次統計値を用いた対数時系列回帰分析を行い推計する。

推計期間については、米国でのシェールオイル生産初期の原油掘削リグ稼働数の増加は原油価格とは無関係と予想されることから、2010年1月から2015年1月の61ヶ月間とし、推計対象地域は2-2.同様の4地域とする。

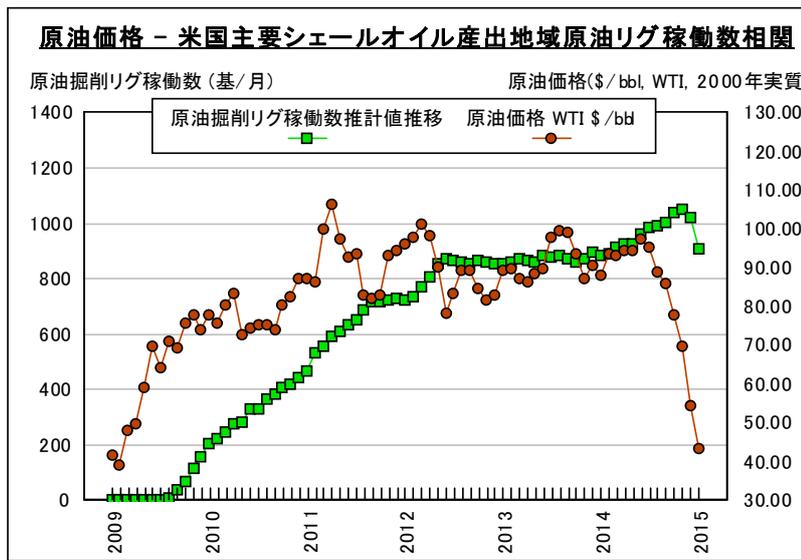
また、天然ガスについても2-1.で推計した地域別天然ガス掘削リグ稼働数を用い、上記原油同様の推計式による対数時系列回帰分析を行う。

[式2-3-1-1. 原油価格と米国主要シェールオイル産出地域別原油掘削リグ稼働数関係推計式]

$$\ln(N_i(t)) = \beta_{i0} + \beta_{i1} \cdot \ln(t) + \beta_{i2} \cdot \ln(P(t-w)) + \beta_{i3} \cdot \ln(R(t-w)) + \sum \gamma_{ij} \cdot \text{DMM}_j + e_i(t) \quad \dots \text{推計式3)}$$

$N_i(t)$	i地域 t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)		
$P(t-w)$	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	}	ラグ月数 w は AIC/BICにより決定
$R(t-w)$	米国月次長期金利 (% , US-FRB)		
$\text{DMM}_j$	j月 月ダミー (3月基準)		
$\beta_{i0}$	定数項	$\gamma_{ij}$	月ダミー係数
$\beta_{i1}$	時系列弾力性 (n/月)	$e_i(t)$	誤差
$\beta_{i2}$	価格弾力性 (n/(\$/bbl)/月)		
$\beta_{i3}$	金利弾力性 (n/%/月)		

[図2-3-1-1. 原油価格と米国主要シェールオイル産出地域原油掘削リグ稼働数推移]



(別掲図表)

式2-3-1-2. 天然ガス価格と米国主要シェールオイル産出地域天然ガス掘削リグ稼働数関係推計式  
 図2-3-1-2. 天然ガス価格と米国主要シェールオイル産出地域天然ガス掘削リグ稼働数推移

### 3. 分析結果

#### 3-1. 米国地域別シェールオイルの掘削リグ稼働数と生産量

##### 3-1-1. 地域別原油掘削リグ稼働数と原油生産量変化の関係推計結果

2-2-1. (における 推計式2) を用いて、地域別原油生産量の対前月変化に対する地域別原油掘削リグ稼働数の過去 18ヶ月平均値の影響を時系列回帰分析したところ、平均して 4.3~8.3ヶ月前の掘削リグ稼働数過去 18ヶ月平均値が、原油生産量の変化に対し正の影響があることが判明した。

当該結果から、ある月にある地域で原油掘削リグが 1基稼働した場合、4.3~26.3ヶ月後に当該地域の原油生産量が平均して 0.298~0.403 PJ/月 (1,580~2,140 bbl/d) 程度増加するものと推察される。

2010年1月から2015年1月の 61ヶ月間の分析結果と 2012年1月から2015年1月迄の 37ヶ月間の分析結果を比較した場合、全体として掘削リグ稼働から原油生産量の変化迄の期間は 8.3ヶ月から 4.3ヶ月へと短縮傾向にあり、掘削リグ稼働 1基/月当たりの生産量変化への影響は +0.298 から +0.403 PJ/月へ増加傾向にあると判明した。

また、Niobrana 地域などで原油掘削リグ稼働から原油生産量の変化迄の期間は最短で 2ヶ月と推計され、最短 2ヶ月程度で生産量に変化する可能性が示唆された。

但し、掘削リグ稼働あたりの原油生産量変化量は地域により大きく異なっており、また掘削リグ稼働から原油生産量変化迄の期間も地域により異なること、これらの計測においては相応の誤差がある点に留意する必要がある。

[表3-1-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働と生産量変化の分析結果]

(主要説明変数の回帰係数の地域間・時点間比較, 式3-1-1-1~8. 及び 式2-1-3-1. 参照)

地域 / 項目	掘削リグ稼働数(ラグ月数) (PJ/(基・月))	前月生産量係数 (ヶ月)	浸出生産分係数 (PJ/PJ)	原油価格係数(ラグ月数) (PJ/(\$/bbl・TCF)	(ヶ月)
2010~15年 原油					
(加重平均値)	+0.2980	8.3	▲0.4100	+0.4440	+0.1197 6.6
Bakken	+0.1577	14	▲0.4521	+0.6309	+0.2072 8
Eagle-Ford	+0.7127	8	▲0.6525	+0.8249	+0.2634 10
Permian	+0.0570	6	▲0.1676	+0.1565	▲0.0624 2
Niobrana	+0.2653	2	▲0.4096	(▲0.3919)	+0.1028 10
2012~15年 原油					
(加重平均値)	+0.4032	4.3	▲0.6118	+0.7659	+0.0555 7.0
Bakken	+0.1813	6	▲0.5709	+0.9621	+0.4378 10
Eagle-Ford	+0.9034	6	▲0.7373	+0.9624	+0.3159 10
Permian	+0.0653	2	▲0.4104	+0.6010	▲0.3836 2
Niobrana	+0.6208	2	▲1.1764	(+0.0936)	▲0.1742 8
(参考: 天然ガス)					
Haynesville	+0.1146	8.0	▲0.0547	+0.1679 (時系列係数)	+3.1090 ▲2.2138 (0)

(別掲図表)

式3-1-1-1. ~ 8. 地域別原油掘削リグ稼働数と生産量変化の関係推計結果 (地域別・期間別)

\*7 地域毎に掘削リグ稼働数あたりの生産量変化や変化迄の期間が異なる理由は、鉱床の深度や硬度など原油生産井の開削の難易度が反映されているものと推察される。

### 3-1-2. 地域別既存生産井からの原油生産量と原油生産量変化の関係推計結果

#### (1) 原油での既存生産井からの生産量の影響-1 水圧破碎による亀裂からの生産分

2010年1月～15年1月の期間での時系列回帰分析の結果から、水圧破碎による亀裂からの生産分に相当する前月原油生産量の当月原油生産量に対する影響は負であり、▲16.8～▲73.7%/月と非常に大きな生産減退率が観察され、新規開削された生産井からの生産量は当座急速に減退することが理解される。

また、2012年1月～15年1月の期間で見た場合にも減退率は同様に負であるが、▲41.0～▲117.6%と更に大きな生産減退率が観察される。

これら原油での既存生産井の生産減退率は、天然ガス( Haynesville地域 )での生産減退率 ▲5.5%/月と比較して非常に大きな値となっていることが理解される。

#### (2) 原油での既存生産井からの生産量の影響-2 坑壁からの「浸出」による生産分

一方、2010年1月～15年1月の期間での時系列回帰分析の結果、坑壁からの浸出による生産分<sup>\*8</sup>に相当する 36ヶ月前の原油生産量の当月原油生産量に対する影響は正であり、+15.7～+82.5%/月と非常に大きな浸出分の生産寄与が観察される。

2012年1月～15年1月の期間で見た場合にも浸出分の生産寄与は同様に正であるが、+60.0～ +96.2%と更に大きな生産寄与が観察される。

#### (3) 原油での既存生産井からの生産量の影響

上記 (1), (2) の結果を総合すれば、シェールオイル生産における既存生産井からの生産寄与分は、当初開削時の水圧破碎による亀裂からの生産分は急激に減退するが、坑壁からの浸出生産分が持続して一部これを相殺しているという結果が確認された。

但し、分析した 4地域ではいずれも原油掘削リグ稼働数が増加傾向にある期間での分析となったこと、Permian地域以外では掘削リグによる生産坑井の規模拡大が明確に観察されなかったことから、これらの生産減退率や浸出分寄与率などは相応の誤差を含んでいるものと考えられる。

### 3-1-3. 地域別原油生産量変化と原油価格の関係推計結果

原油生産量変化に対する原油価格の影響については、期間を問わず約 7ヶ月前の原油価格が原油生産量変化に概ね正の影響を与えていることが観察される。

当該影響は、原油価格の動向に応じ開削した生産井の水圧破碎や操業開始時期を調整するなど、石油開発側で生産調整が行われていることに対応したものと考えられる。

Niobraraなど一部地域においては原油価格が原油生産量変化に有意な負の影響が観察されるが、計測誤差なのか何かの意味がある結果なのかは不詳である。

\*8 1-2-2. を参照ありたい。

### 3-2. 原油・天然ガス価格と米国地域別シェールオイル・ガスの掘削リグ稼働数

#### 3-2-1. 原油・天然ガス価格と地域別掘削リグ稼働数の関係推計結果

2-3-1. における 推計式3) を用いて、2010年1月から 2015年1月迄の原油・天然ガスの掘削リグ稼働数推移を、それぞれ原油又は天然ガス価格、金利及び時系列を説明変数として対数時系列回帰分析したところ、原油・天然ガスとも平均して 7~10ヶ月前の原油・天然ガス価格が掘削リグ稼働数に +0.3~+0.4 程度の正の弾力性を持っていることが判明した。当該弾力性は原油では Niobrana地域で最大 +1.43 に、天然ガスでは Bakken地域で最大 +0.91 に達することが観察される。

「遅れ」期間については、原油では Eagle Ford地域、天然ガスでは Marcellus地域で 4ヶ月前の価格が掘削リグ稼働数に正の影響を与えている旨の結果が得られており、最短で 4ヶ月程度で掘削リグ稼働数が変化する可能性が示唆されている。

また、時系列係数については原油でほぼ 0 であり、価格や金利の影響のみが掘削リグ稼働数を決定していたと推察されるが、天然ガスについては Haynesville地域を除いては ▲ 0.01 ~ ▲ 0.08 となっており、価格や金利以外の要因から掘削リグ稼働が徐々に低減していることが示唆された。当該結果から、天然ガスについて採掘できる鉱床が限られてきているか、掘削リグ事業者の退出・転廃業などの行動により事業機会が制限されているなどの問題が生じている可能性が推察される。

3-1. 同様、これらの弾力性や期間の地域差に留意する必要があるとともに、計測には相応の誤差を伴うことに留意する必要がある。

[表3-2-1-1. 原油・天然ガス価格と地域別掘削リグ稼働数の分析結果]  
(主要説明変数の回帰係数の地域間比較, 式3-2-1-1~4. 及び 式3-2-2-1~6. 参照)

地域 / 項目	価格弾力性	金利弾力性	(ラグ月数)	時系列係数
2010~15年 原油				
(加重平均値)	+0.3323	▲0.0402	10.1	▲0.0015
Bakken	+0.2422	▲0.0546	12	▲0.0087
Eagle-Ford	+0.2973	▲0.0028	4	( ▲0.0042 )
Permian	+0.1945	( +0.0147 )	15	( +0.0018 )
Niobrana	+1.4295	▲0.4147	6	( +0.0176 )
2010~15年 天然ガス				
(加重平均値)	+0.4269	▲0.0252	6.8	▲0.2201
Bakken	+0.9128	+0.3170	12	▲0.0763
Eagle-Ford	+0.2476	( +0.0356 )	10	( ▲0.0762 )
Permian	+0.3939	( ▲0.0993 )	6	▲0.0118
Niobrana	+0.5238	( +0.0836 )	12	▲0.0556
Marcellus	+0.3749	( ▲0.0216 )	4	▲0.0100
Haynesville	+0.5834	( ▲0.1679 )	6	( ▲1.1346 )

(別掲図表)

式3-2-1-1. ~ 4. 原油価格と地域別原油掘削リグ稼働数の関係推計結果 (地域別)

式3-2-2-1. ~ 6. 天然ガス価格と地域別天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果 (地域別)

\*9 Haynesville地域において何故異常に高い負の時系列係数が観察されたのかは不明である。なお当該結果は天然ガス価格から掘削リグ稼働数に対する計測結果に関するものであり、2-1. での掘削リグ稼働数から生産量に対する計測結果との直接的な関係はないと考えられる。

## 4. 考 察

### 4-1. 分析結果の整理と考察

#### 4-1-1. 原油・天然ガス価格変化と掘削リグ稼働数・生産量変化の実績平均値

3-1. 及び 3-2. の結果を整理すると、2010年1月から 2015年 1月の期間での米国主要シェールオイル産出地域における原油・天然ガスの生産側挙動は概ね下記のとおりであったと推定される。

これらの結果から、原油・天然ガスとも価格変化に反応して 7~10ヶ月後に掘削リグ数が増加し、さらに通算 15~27ヶ月後に生産量が増加するという関係にあり、その挙動は非常に長い遅延期間を伴っていたことが理解される。

#### (1) 原油生産

原油生産においては、生産井の新規開削について原油価格変化から約 10ヶ月後に掘削リグ稼働数が変化し、さらに約 8~27ヶ月後(通算約 18~36ヶ月後、平均して約 27ヶ月後)に生産変化量が増加すると推定される。

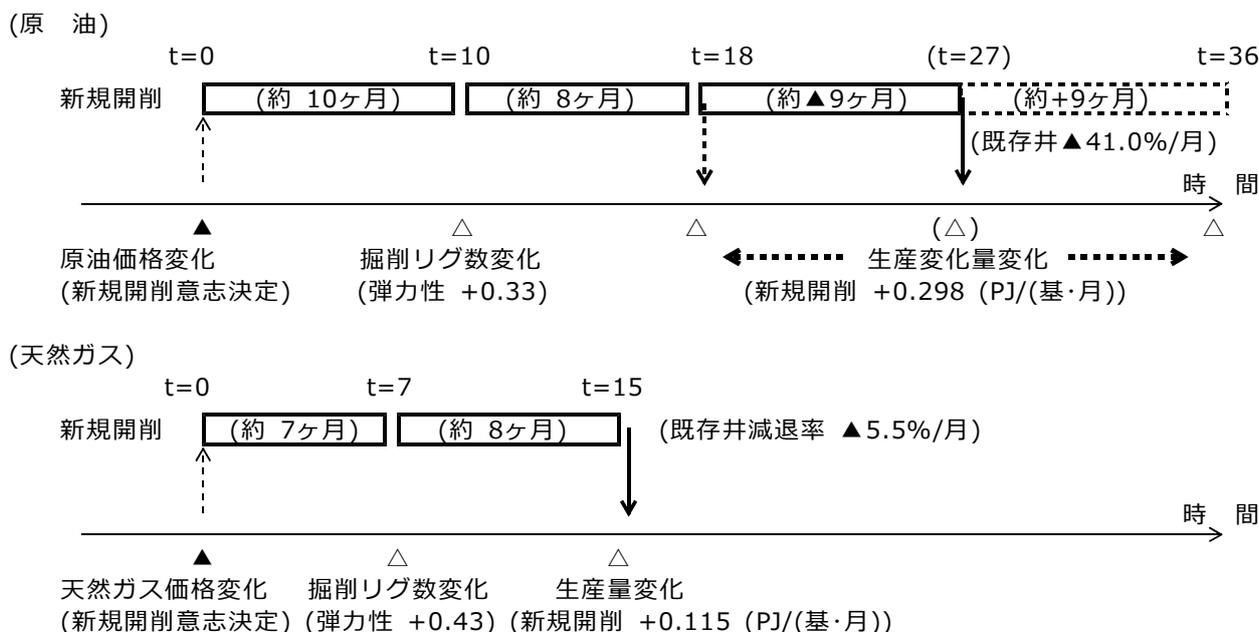
既存生産井の生産減退率は平均して約 ▲41.0%/月であるが、36ヶ月以上前に開発した生産井からの「浸出分」が +44.4%/月寄与していたと推計され、実質的に既存生産井からの生産は殆ど減退していなかったと推定される。

#### (2) 天然ガス生産

天然ガス生産においては、生産井の新規開削について天然ガス価格変化から約 7ヶ月後に掘削リグ稼働数が変化し、さらに約 8ヶ月後(通算約 15ヶ月後)に生産量自体が増加すると推定される。

既存生産井の生産減退率は平均して約 ▲5.5%/月であったと推定される。

[図4-1-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域での原油・天然ガス価格変化と生産量変化]  
(2010年1月~2015年1月「全期間」実績平均値)

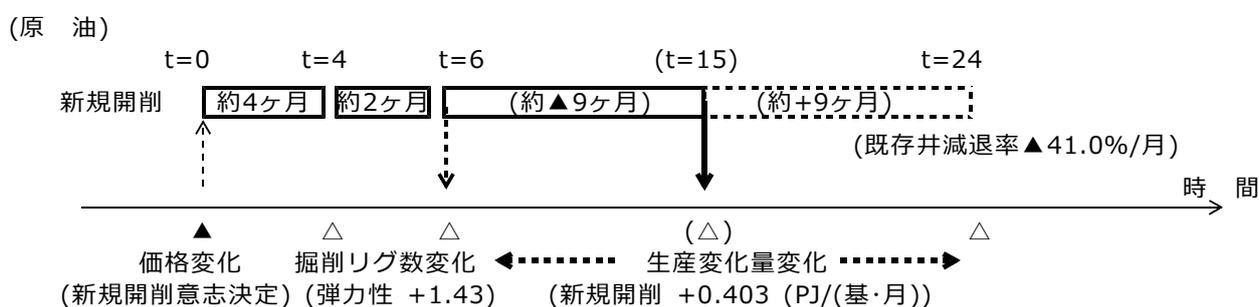


#### 4-1-2. 原油・天然ガス価格変化と掘削リグ稼働数・生産量変化の実績最短値・最大値

3-1. 及び 3-2. の結果において、原油・天然ガス価格変化から生産量変化迄の最短での期間を見た場合、原油において価格変化から掘削リグ稼働数変化迄が約 4ヶ月、掘削リグ稼働数変化から生産変化量変化迄が約 2ヶ月と推計された地域が存在し、最短で通算約 6ヶ月後に原油価格が生産量変化に影響が現れる可能性が示唆される。

また、掘削リグ稼働数の原油価格弾性値や掘削リグ稼働数の生産量変化への影響の最大値を見た場合、原油において掘削リグ稼働数の価格弾性値は最大で +1.43、掘削リグ稼働数の生産変化量変化への影響は最大で +0.903 PJ/(基・月)であり、それぞれ 4-1-1. での平均値の約 4倍・約 3倍であり、4-1-1. での平均値による反応よりも急速な生産挙動の変化が起こる可能性があることが理解される。

[図4-1-2-1. 米国主要シェールオイル産出地域での原油・天然ガス価格変化と生産量変化]  
(実績中の「最短・最大」値)



#### 4-1-3. 原油生産量の急増・急減の可能性 - 価格動向による「非対称投資行動」の可能性 -

3-1. における分析の結果においては、本資料での分析対象期間が 2010年1月から 2015年1月であり、直近の動向は別としてその大半の期間において原油価格が「高値・安定」の状況にあったことに十分注意する必要がある。

原油価格が「高値・安定」の状況下で順調に新規生産井の開削を進めている段階では、ある程度時間を掛けて慎重に投資選択を行うことには合理性があるが、原油価格が「暴落・低迷」している状況下では投資撤退に時間を掛けることに然したる意味はなく、原油価格動向の状況によって投資行動が非対称的に行われ、特に投資撤退時においては 3-1. 及び 3-2. での投資拡大時の実績より短期間に対応がとられる可能性がある。

当該問題への対応については、原油価格が暴落した 2014年後半からの US-EIA統計における州別・地域別原油・天然ガス生産量を本資料同様の手法によって定期的に分析し、本資料の結果と比較しつつ追加的に分析を行うことが必要と考えられる。

しかし、当該追加的分析を行うためには US-EIA統計の月次統計値が十分に得られる迄の数ヶ月の期間を待つ必要がある。

このため、当面の期間においては、原油について新規生産井への開削投資が実績どおり通算約 18~36ヶ月・平均約 27ヶ月前の原油価格の影響を受けて変化する可能性と、最短期間である通算約 6~24ヶ月・平均約 15ヶ月前の原油価格の影響を受けて変化する可能性の両方を考慮しておくことが必要と考えられる。

## 4-2. 原油掘削リグ稼働数・原油生産量の将来予測

### 4-2-1. 米国主要シェールオイル生産地域での原油生産予測の前提条件

3. での推計結果を用いて、米国主要シェールオイル生産地域における原油生産についての将来予測を試みた。予測にあたり以下の前提条件を設定する。

(1) 推計対象地域

個々の地域ではなく米国主要シェールオイル生産地域全体で将来推計する。

(2) 原油価格・長期金利

原油価格・長期金利については、2015年 6月現在の価格・金利水準が将来にわたり継続するものと仮定する。(WTI \$47.7/bbl @2000年実質, 0.11%)

(3) 掘削リグ稼働数の原油価格弾力性

原油掘削リグ稼働数が原油価格に反応して変化する際の価格弾力性については、4-1-3. での考察を踏まえて以下のとおり「高位」「低位」の 2通りとする。

a. 「高位」; 2012年1月～2015年1月の加重平均値で変化 (+0.4032)

b. 「低位」; 同期間に観察された最大値で変化 (+1.4295)

(4) 掘削リグ稼働数と原油生産量の関係

原油掘削リグ稼働数と原油生産量の関係については、2012年1月～2015年1月での分析結果に従うものと仮定する。

### 4-2-2. 米国主要シェールオイル生産地域での原油掘削リグ稼働数・原油生産量予測結果

4-2-1. での前提条件に従い、2015年2月～2017年12月迄の期間について原油掘削リグ稼働数・原油生産量を将来予測した結果は以下のとおり。

(1) 原油掘削リグ稼働数

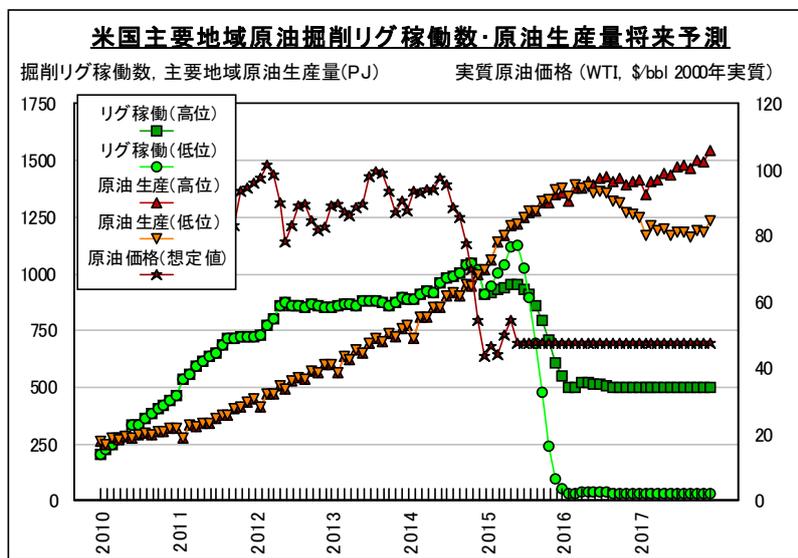
原油掘削リグ稼働数は 2015年末迄に原油価格下落の影響を受けて急速に減少した後安定化すると見込まれるが、「高位」では現状の半分程度(500基/月前後)に収束し、「低位」では殆ど 0 になる迄減少するものと予測される。

(2) 原油生産量

原油生産量は過去の原油掘削リグ稼働による生産井開削がなお当面継続する影響から 2016年時点でもなお緩慢に増加を続けると予測される。

2014年後半の原油価格急落から 2年近く経過した 2016年後半から「高位」で安定化、「低位」で顕著な減少傾向となるものと予測される。

[図4-2-2-1. 米国主要シェールオイル生産地域での原油掘削リグ稼働数・原油生産予測結果]



### 4-3. 今後の課題

#### 4-3-1. 本資料における分析に関する更なる課題

本資料における分析について更なる調査研究を要する課題は以下のとおりであり、特に米国主要シェールオイル生産地域における原油価格下落局面や回復局面での原油生産側挙動の変化については過去に観察されておらず不明な点が多いことから、本稿における手法を用いた追加的な調査研究を継続することが必要であると考えられる。

- 米国の主要シェールオイル産出州・地域における原油価格下落局面・回復局面での実際の原油生産側挙動の変化の分析( 2-1.~2-3. での手法に基づいた再計測 )
- 米国における本資料分析対象外の州・地域における原油・天然ガス生産動向

#### 4-3-2. 新たな分析を要する課題

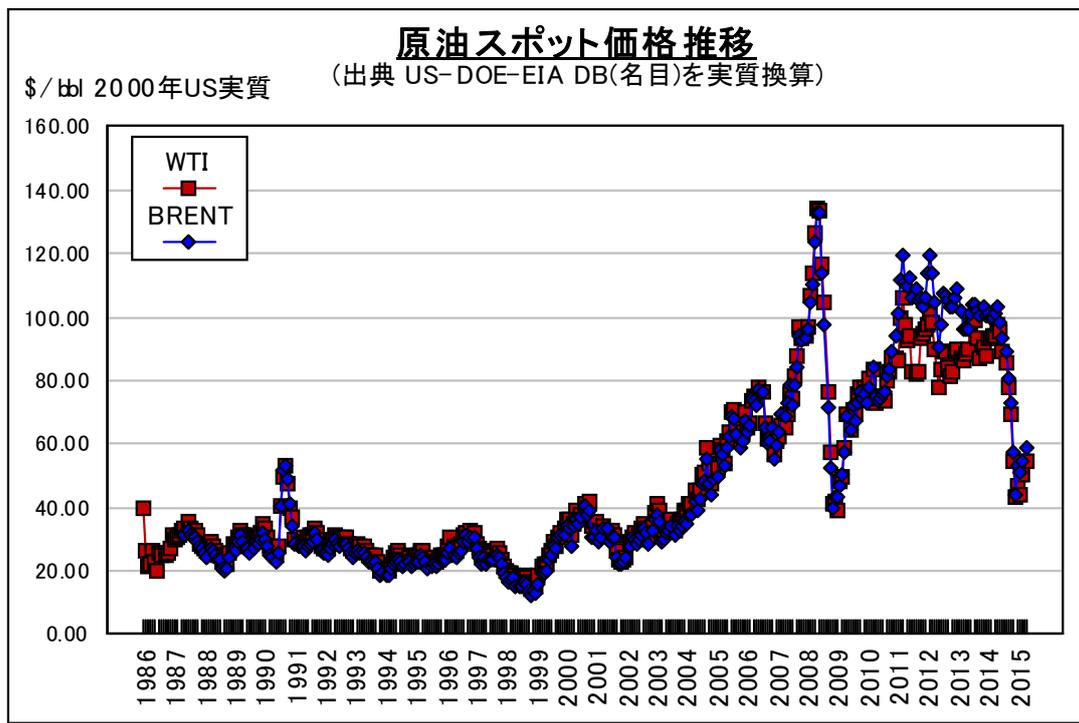
本資料における分析については、主として米国主要シェールオイル生産地域での原油・天然ガス価格に対する生産側挙動を掘削リグ稼働数を介した生産量変化によって解明することを試みた。

しかし、今後原油・天然ガス価格の将来予測・推計を行うためには、本資料における分析に加えて生産側・需要側において更に下記のような調査研究を進めていくことが必要である。

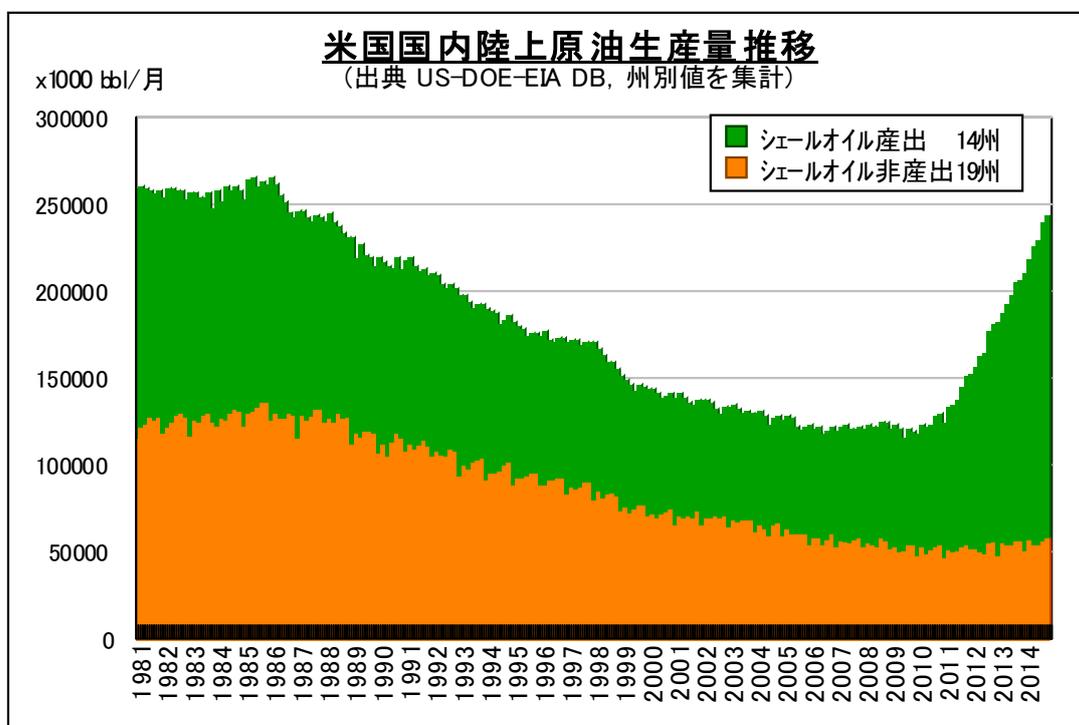
- 中東・ロシアなど米国以外の主要原油・天然ガス生産国・地域における原油・天然ガスの生産側挙動の分析
- 原油・天然ガスに関する需要側挙動の分析、特に原油生産量・原油生産変化量からの原油価格への影響についての定量的分析

別掲図表

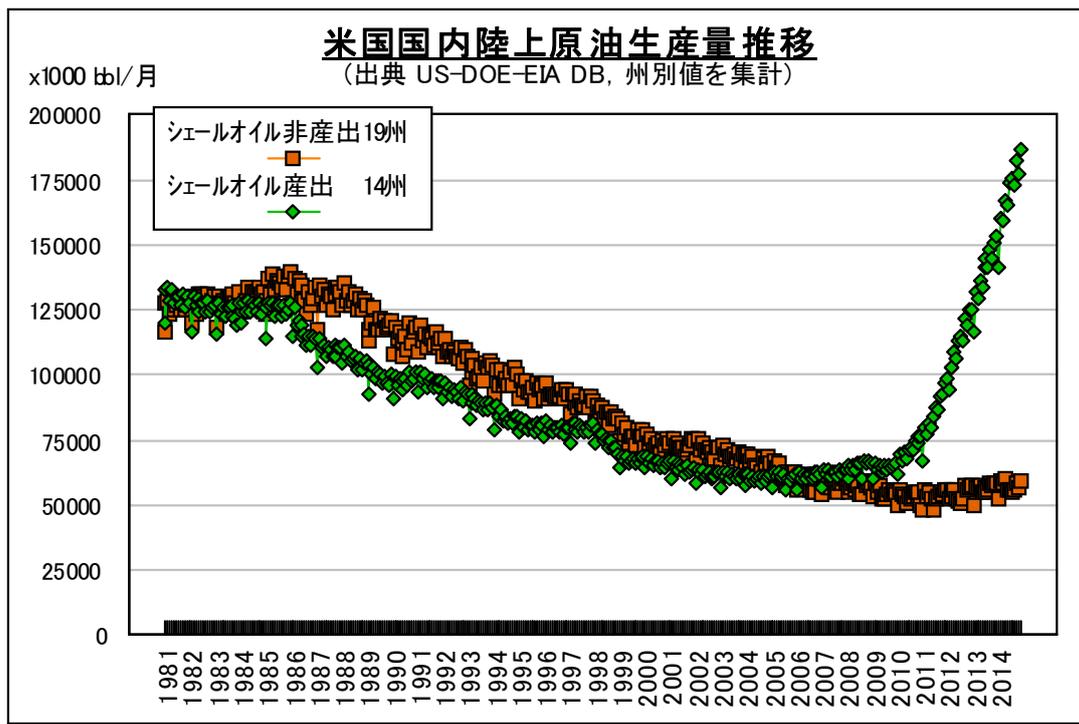
[図1-1-1-1. 原油スポット価格推移 (FOB, 2000年実質価格に換算)]



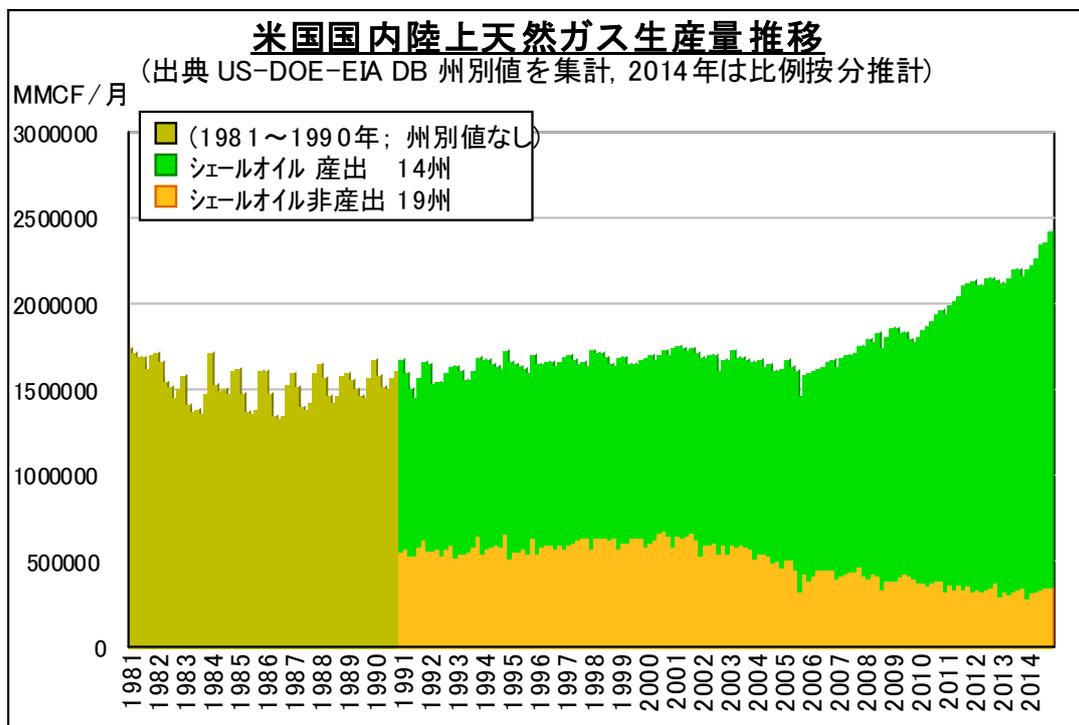
[図1-2-1-1. 米国国内陸上原油生産量推移 (合計)]



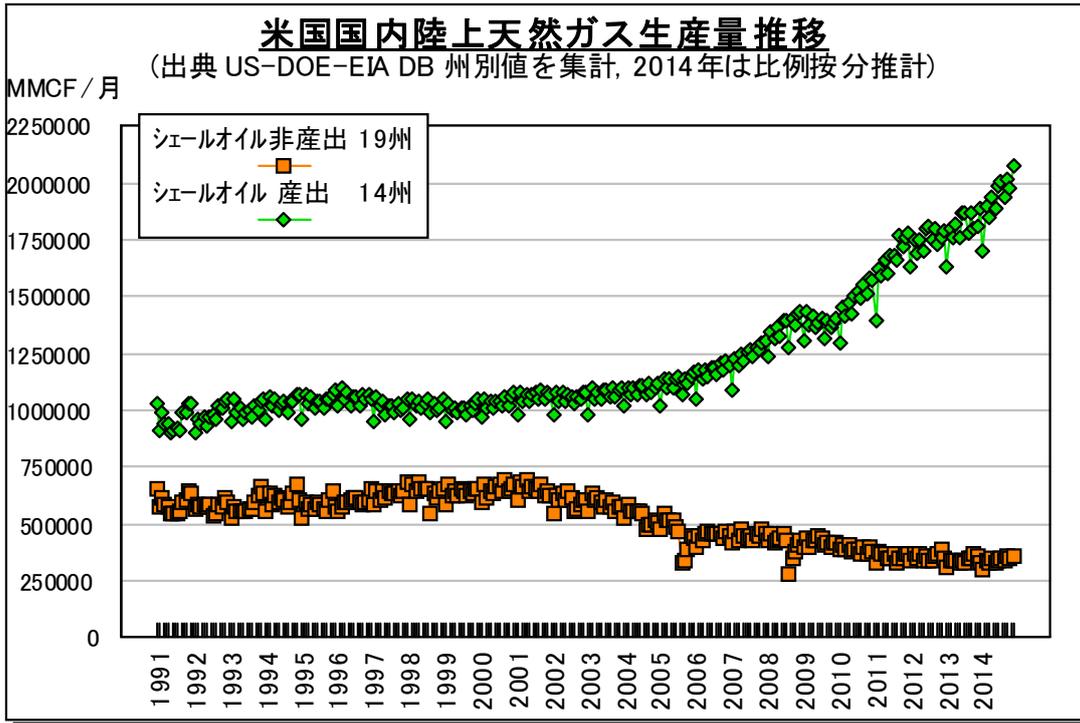
[図1-2-1-2. 米国国内陸上原油生産量推移 (シェールオイル産出・非産出州別)]



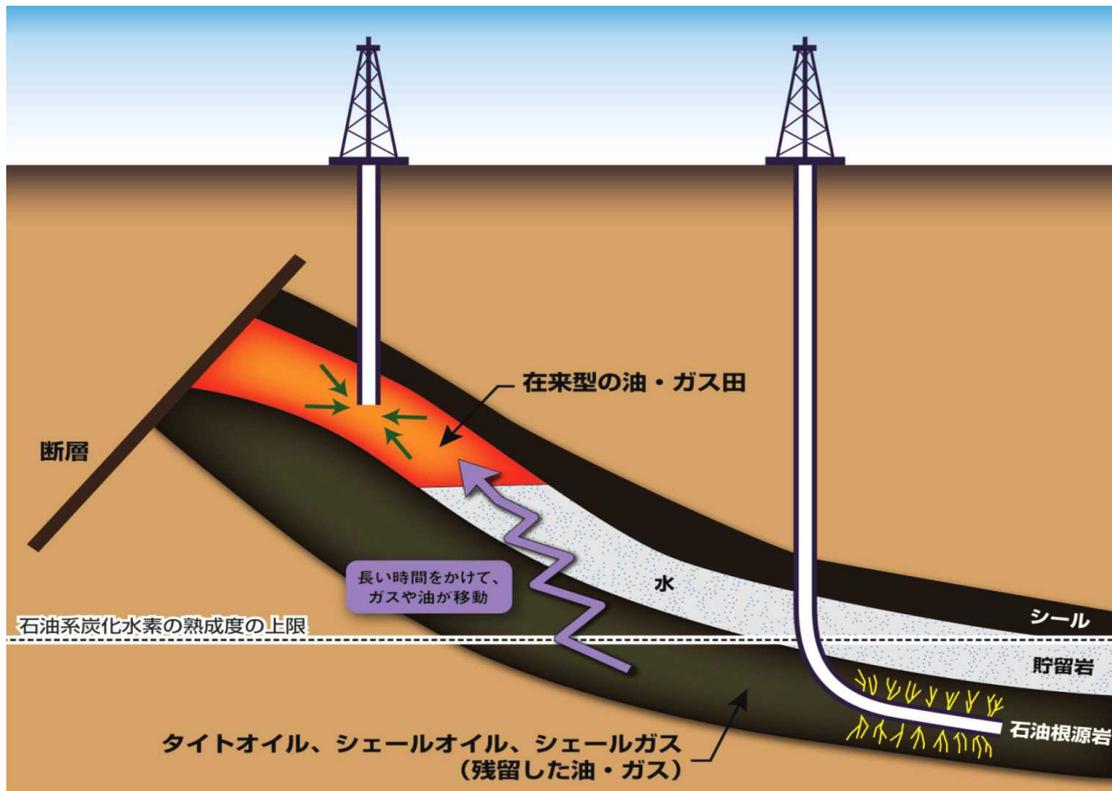
[図1-2-1-3. 米国国内陸上天然ガス生産量推移 (合計)]



[図1-2-1-4. 米国国内陸上天然ガス生産量推移 (シェールオイル産出・非産出州別)]



[図1-2-2-1. シェールオイル生産の特質と在来型原油との相違点]  
(出典: 参考文献6.)

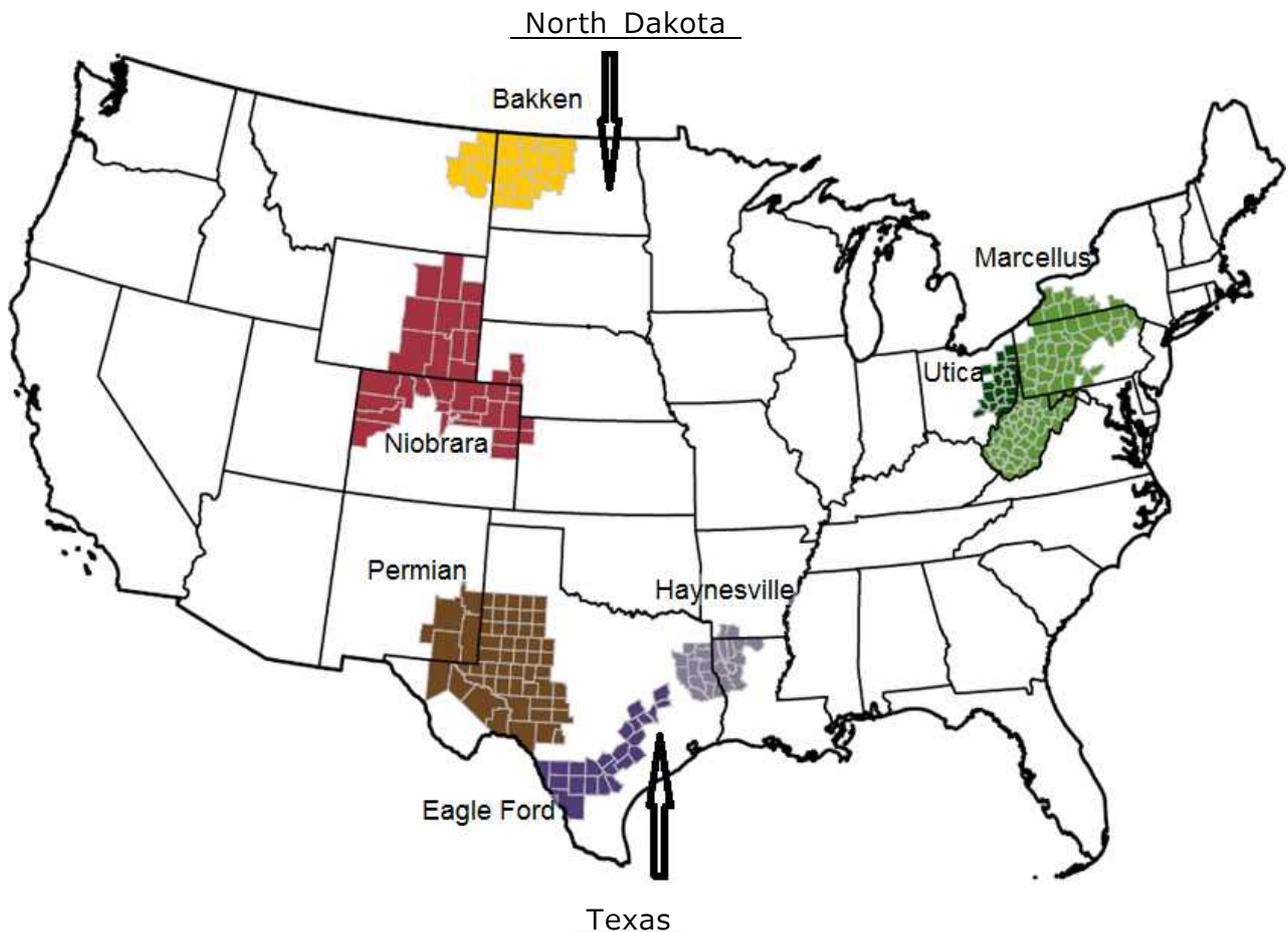


[表1-2-3-1. 米国内主要シェールオイル・ガス埋蔵地域と対応する州一覧]

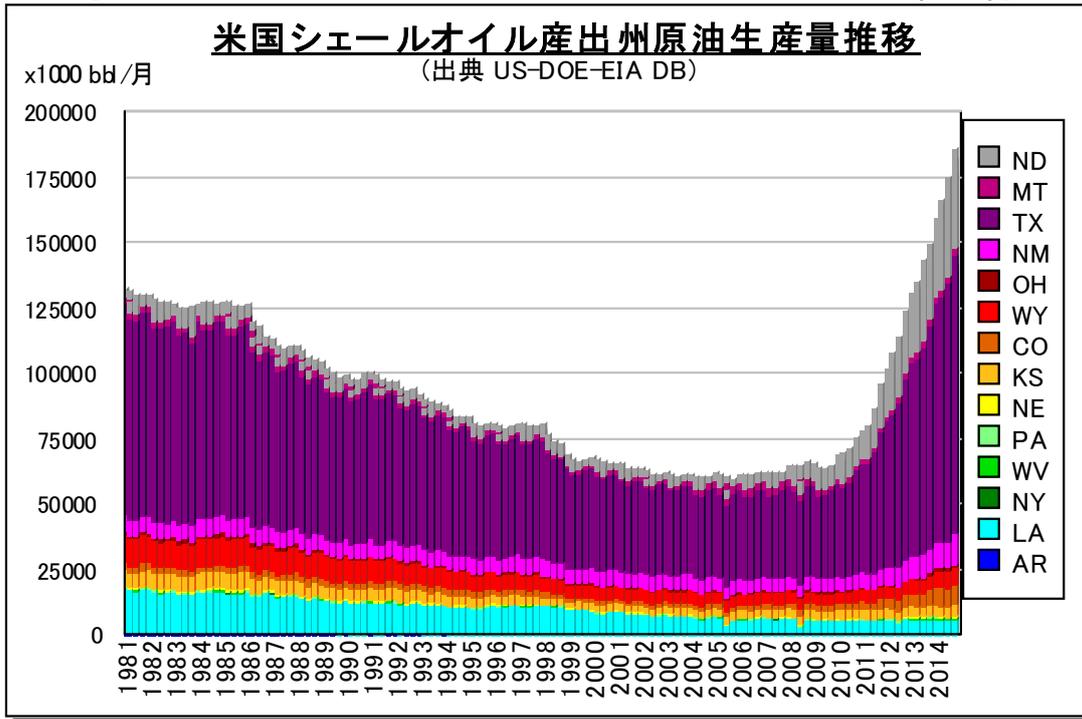
(出典: US-DOE EIAなどによる)

地域名	州名	(略号)	備考
Bakken	North-Dakota	ND	
	Montana	MT	
Eagle-Ford	Texas	TX	
Permian	Texas	TX	
	New-Mexico	NM	
Niobrara	Wyoming	WY	
	Colorado	CO	
	Kansas	KS	
	Nebraska	NE	
Utica	Ohio	OH	シェールガス主体に生産
Marcellus	Pennsylvania	PA	シェールガス主体に生産
	West-Virginia	WV	シェールガス主体に生産
	New-York	NY	シェールガス主体に生産
Haynesville	Texas	TX	シェールガス主体に生産
	Louisiana	LA	シェールガス主体に生産
	Arkansas	AR	シェールガス主体に生産
( Monterey	California	CA	州環境規制有・生産殆どなし )

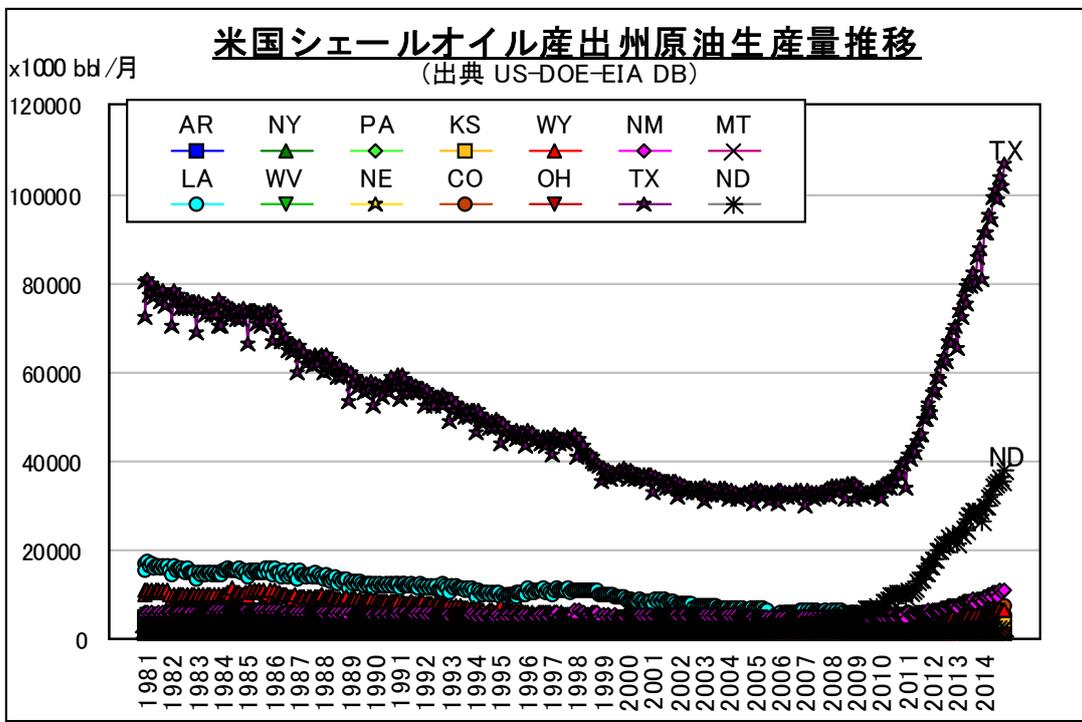
[図1-2-3-1. 米国内主要シェールオイル・ガス埋蔵地域概略図 (出典: US-DOE EIA)]



[図1-2-3-2. 米国シェールオイル産出州の州別原油生産推移(合計)]

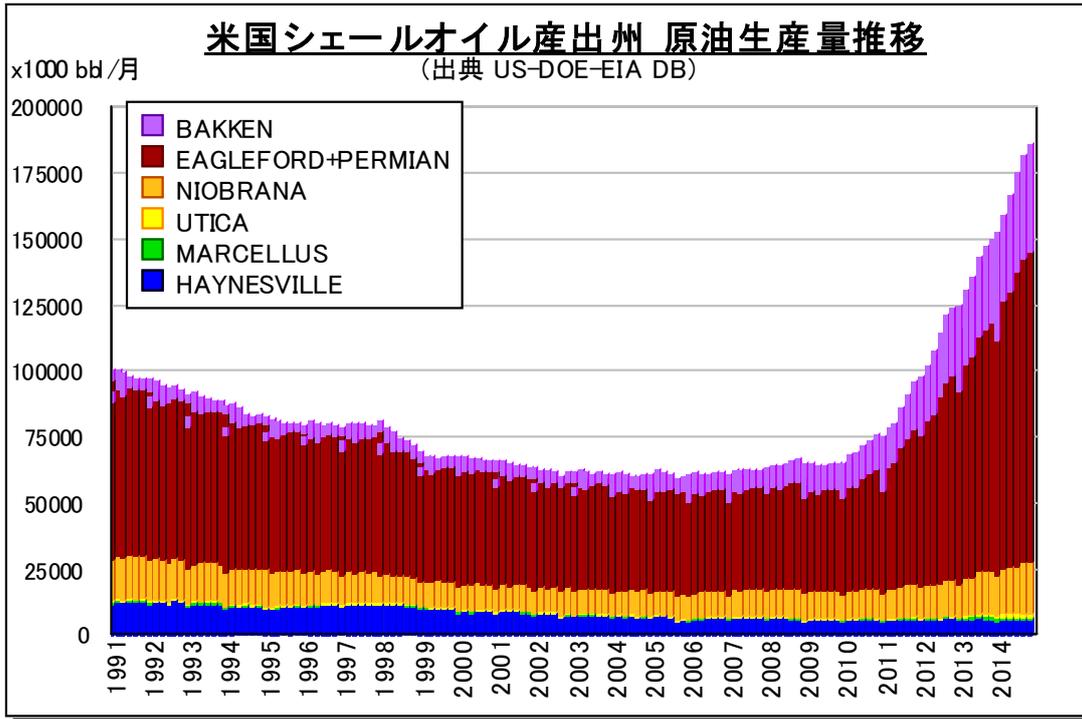


[図1-2-3-3. 米国シェールオイル産出州の州別原油生産推移(州別)]

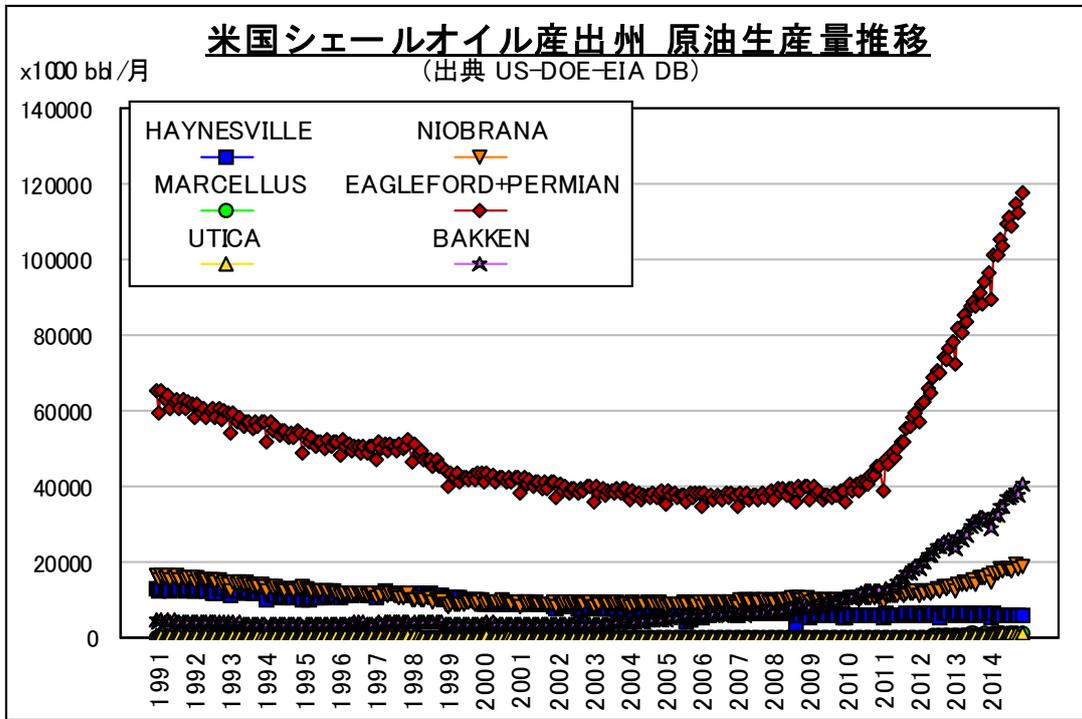


TX: Texas, ND: North Dakota

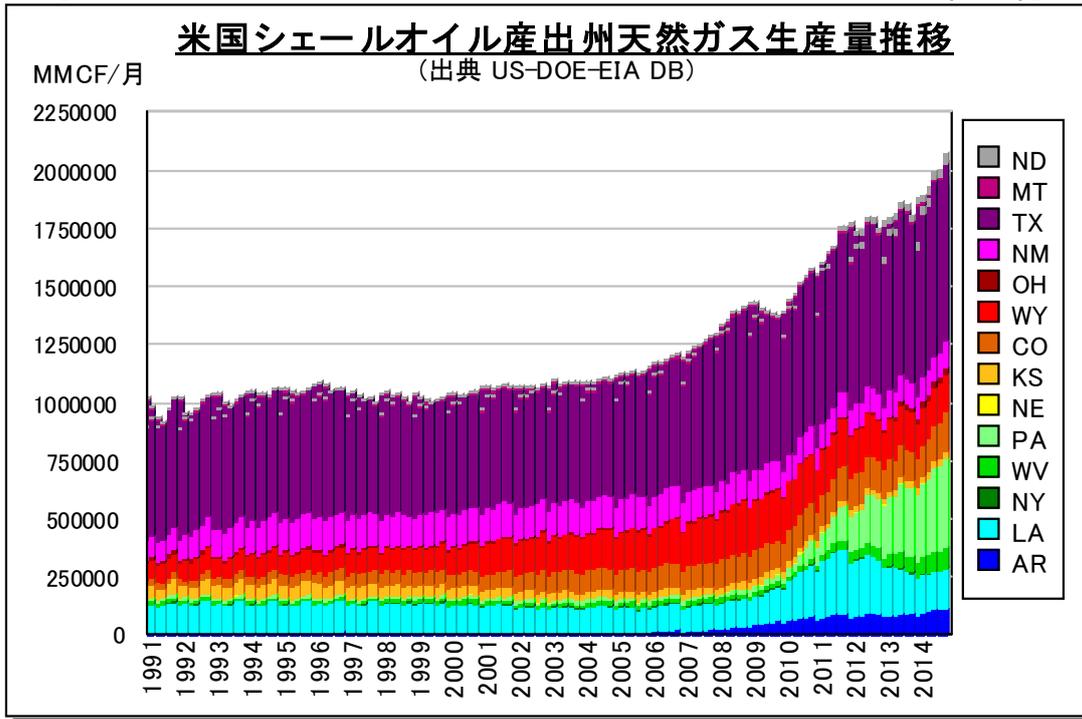
[図1-2-3-4. 米国シェールオイル産出地域の地域別原油生産推移(合計)]



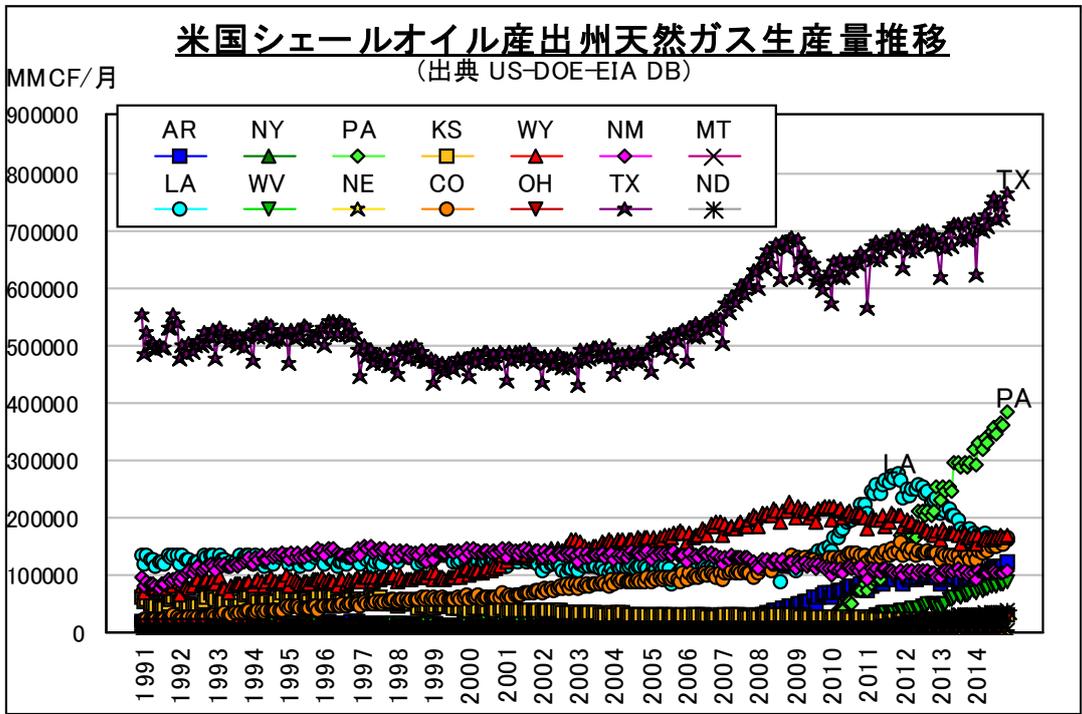
[図1-2-3-5. 米国シェールオイル産出地域の地域別原油生産推移(地域別)]



[図1-2-3-6. 米国シェールオイル産出州の州別天然ガス生産推移(合計)]

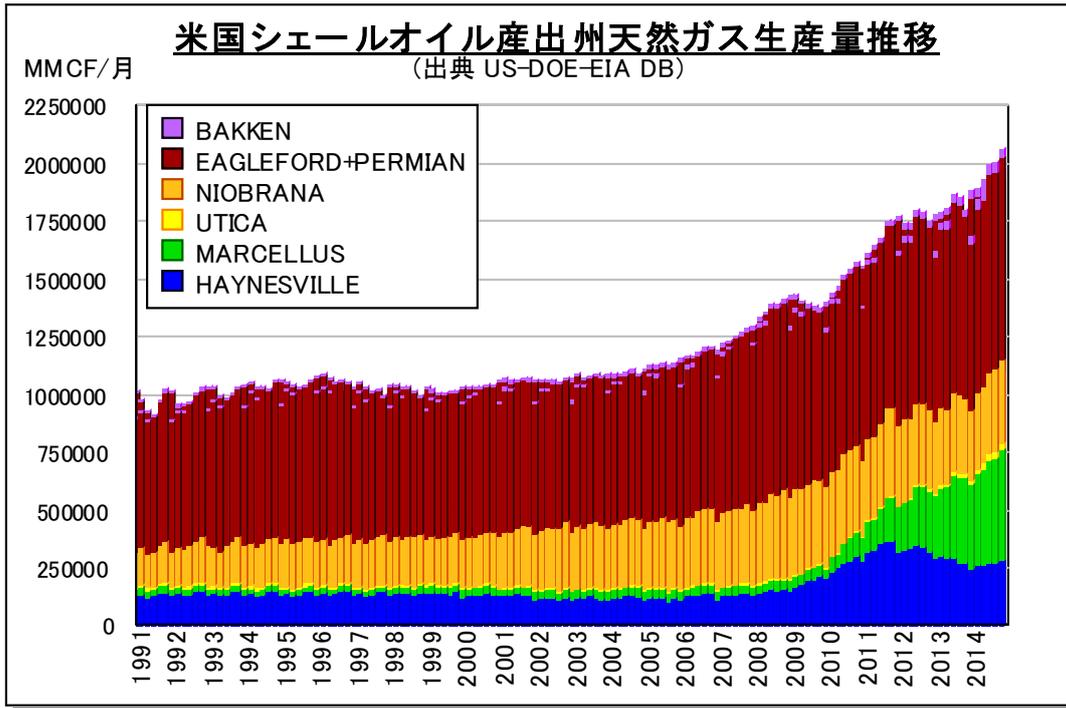


[図1-2-3-7. 米国シェールオイル産出州の州別天然ガス生産推移(州別)]

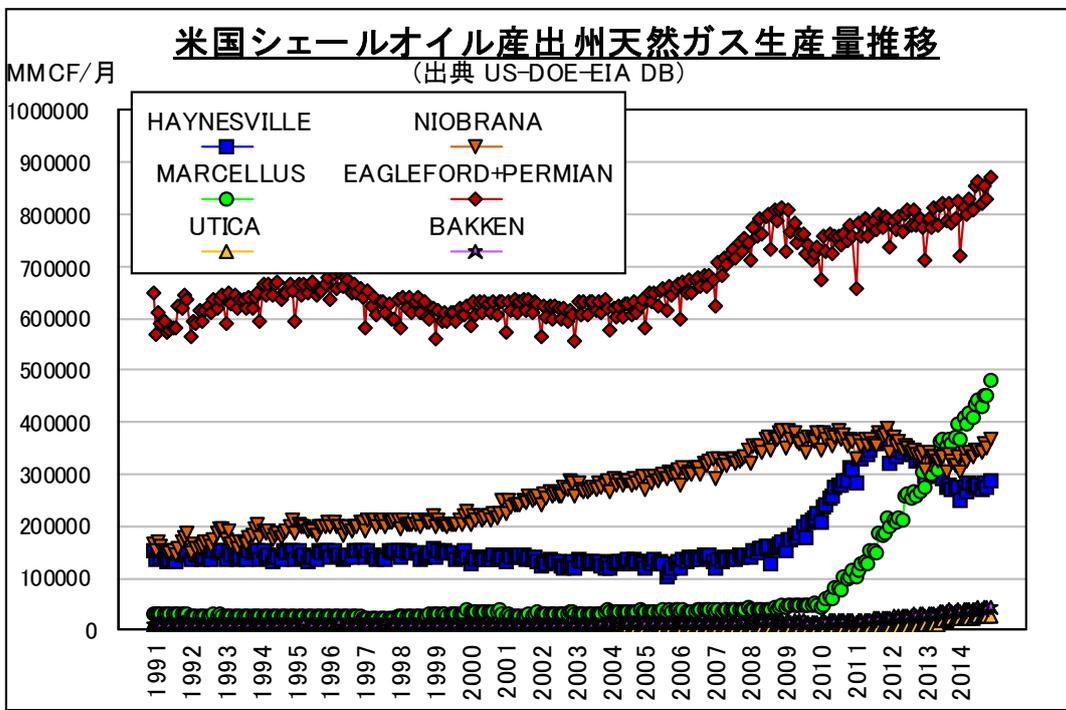


TX Texas, PA Pennsylvania, LA Louisiana

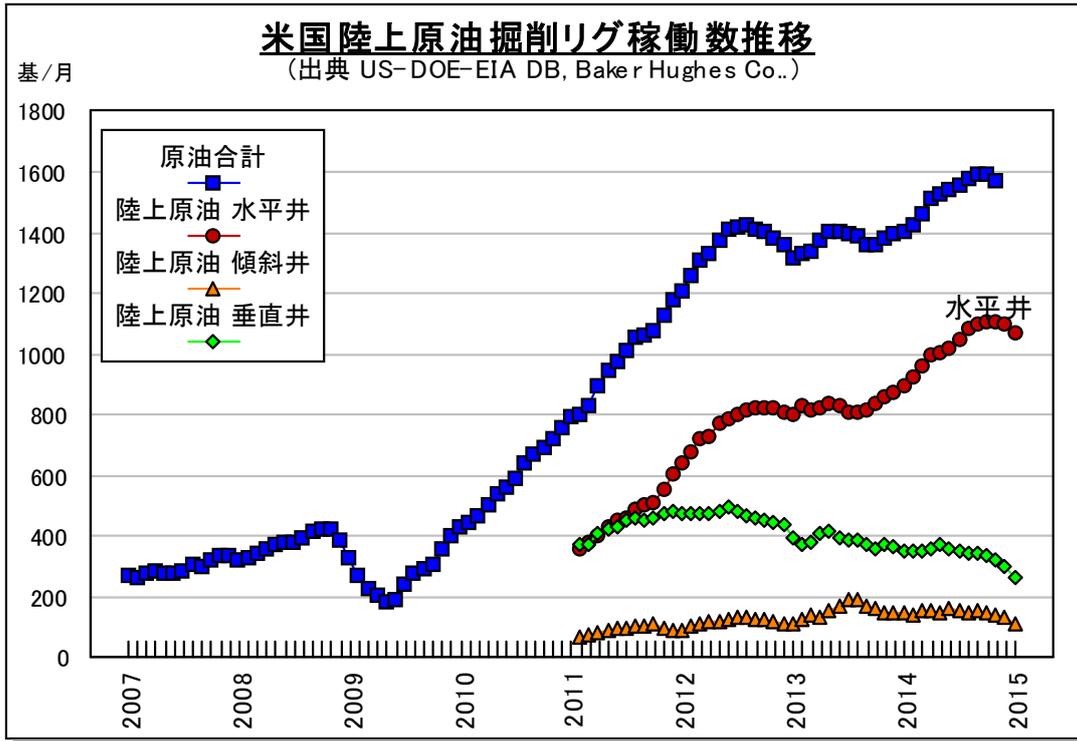
[図1-2-3-8. 米国シェールオイル産出地域の地域別天然ガス生産推移(合計)]



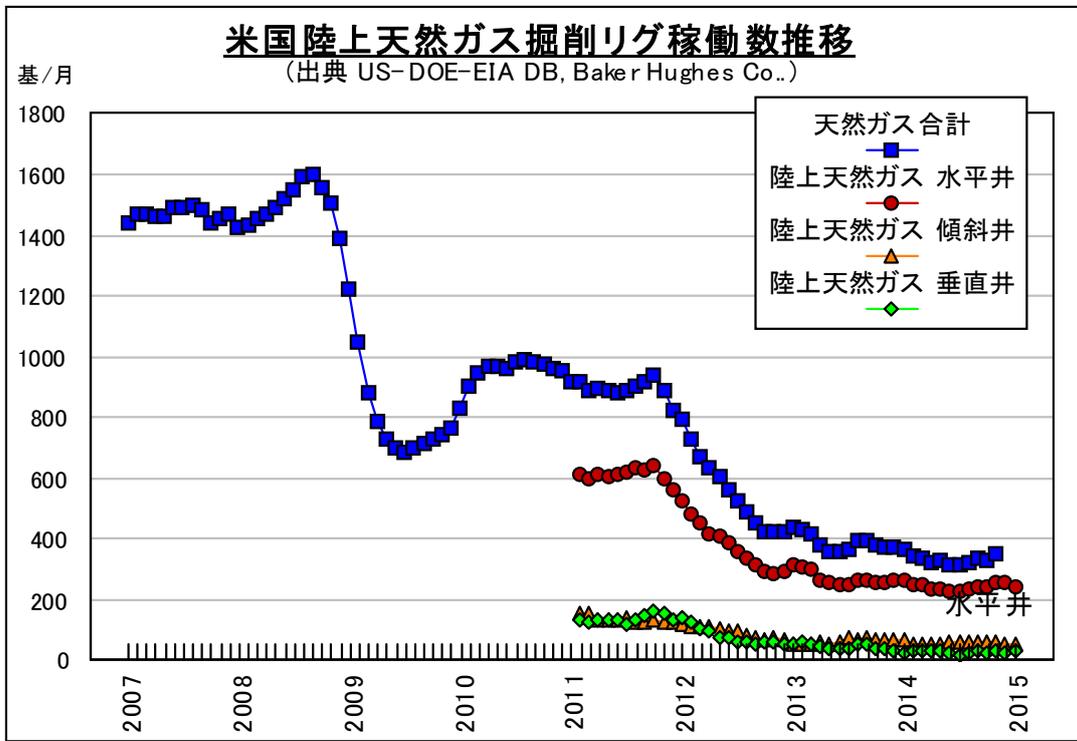
[図1-2-3-9. 米国シェールオイル産出地域の地域別天然ガス生産推移(地域別)]



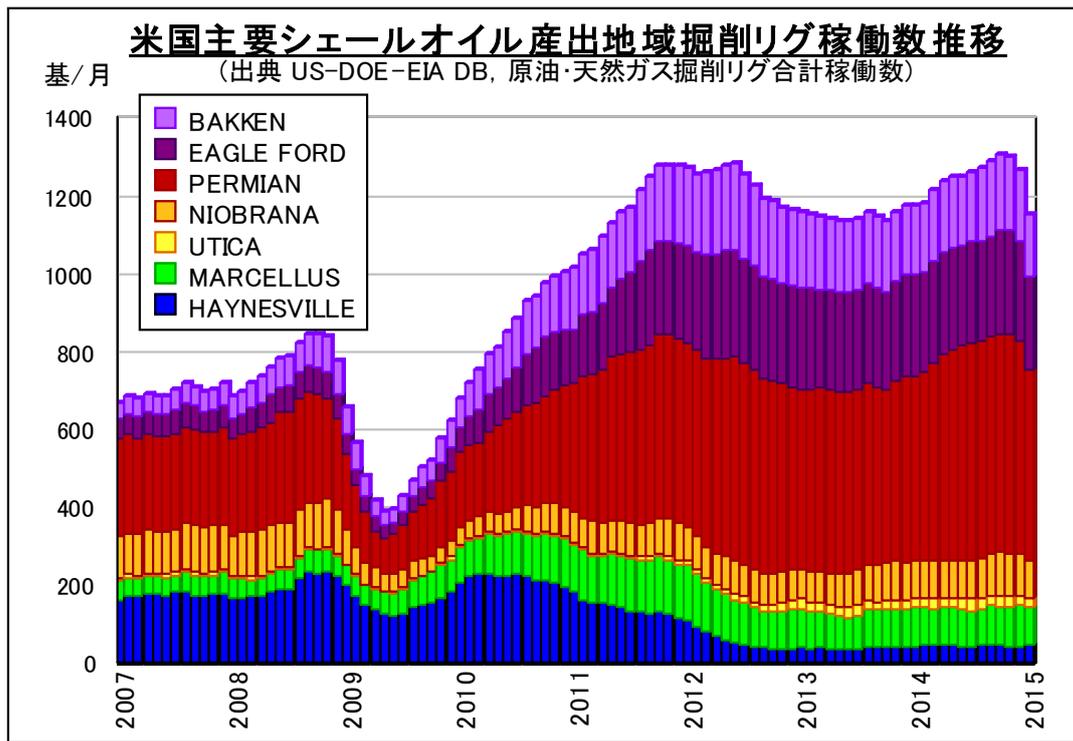
[図1-2-4-1. 米国陸上原油掘削リグ稼働数推移]



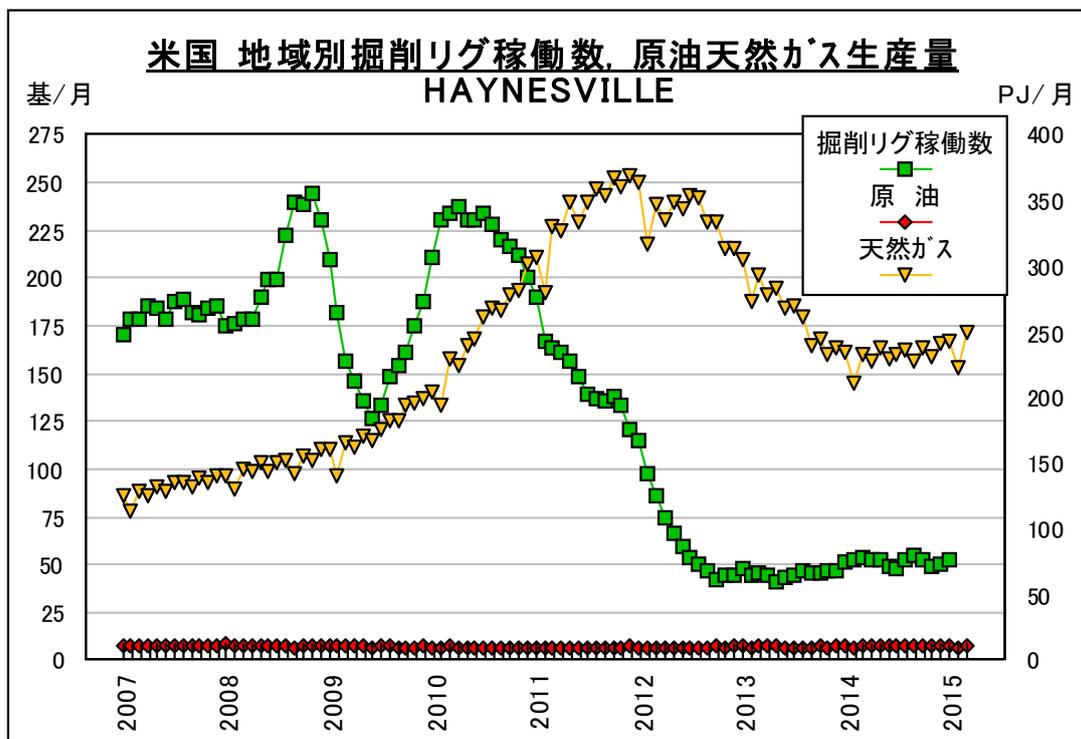
[図1-2-4-2. 米国陸上天然ガス掘削リグ稼働数推移]



[図1-2-4-3. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数推移(原油・天然ガス合計数)]



[図2-1-2-1. 米国 Haynesville地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



[表2-1-2-1. 米国主要シェールオイル産出 7地域別 2010年・2014年原油生産量と増減率]

地域名	2010年原油生産(PJ)	2014年原油生産(PJ)	増減率(%)
Bakken	712.94	2465.33	+ 245.80
Eagle Ford	187.98	3235.85	+1621.42
Permian	2051.95	3664.46	+ 78.58
Niobrara	319.65	765.92	+ 139.61
Marcellus	32.21	109.63	+ 240.40
Utica	18.08	69.98	+ 287.06
Haynesville	115.15	125.30	+ 8.81

[式2-1-2-1. 米国 Haynesville地域掘削リグ稼働数と天然ガス生産量の関係推計式]

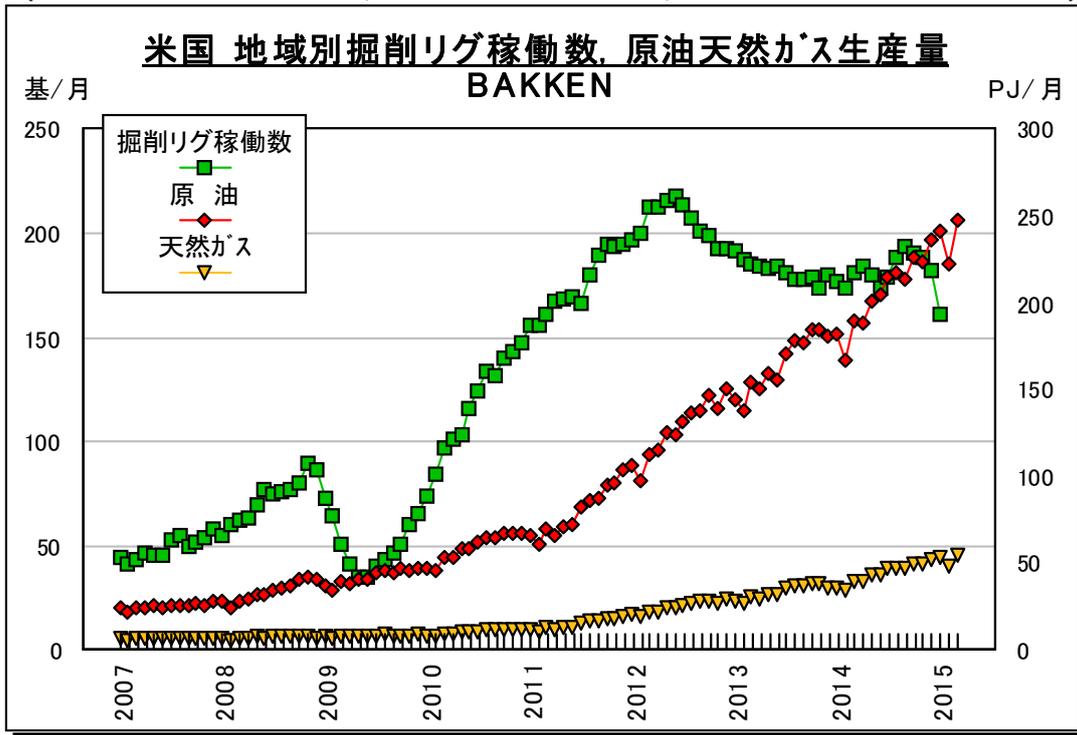
$$Q(t)-Q(t-1) = \beta_0 + \beta_1*t + \beta_2*N(t-u) + \beta_3*Q(t-1) + \beta_4*P(t) + \beta_5*P(t-v) + \sum \gamma_j*DMM_j + e(t)$$

$$\Leftrightarrow Q(t) = \beta_0 + \beta_1*t + \beta_2*N(t-u) + (1+\beta_3)*Q(t-1) + (\beta_4+\beta_5)*P(t) + \beta_5*(P(t-v)-P(t)) + \sum \gamma_j*DMM_j + e(t)$$

... 推計式1)

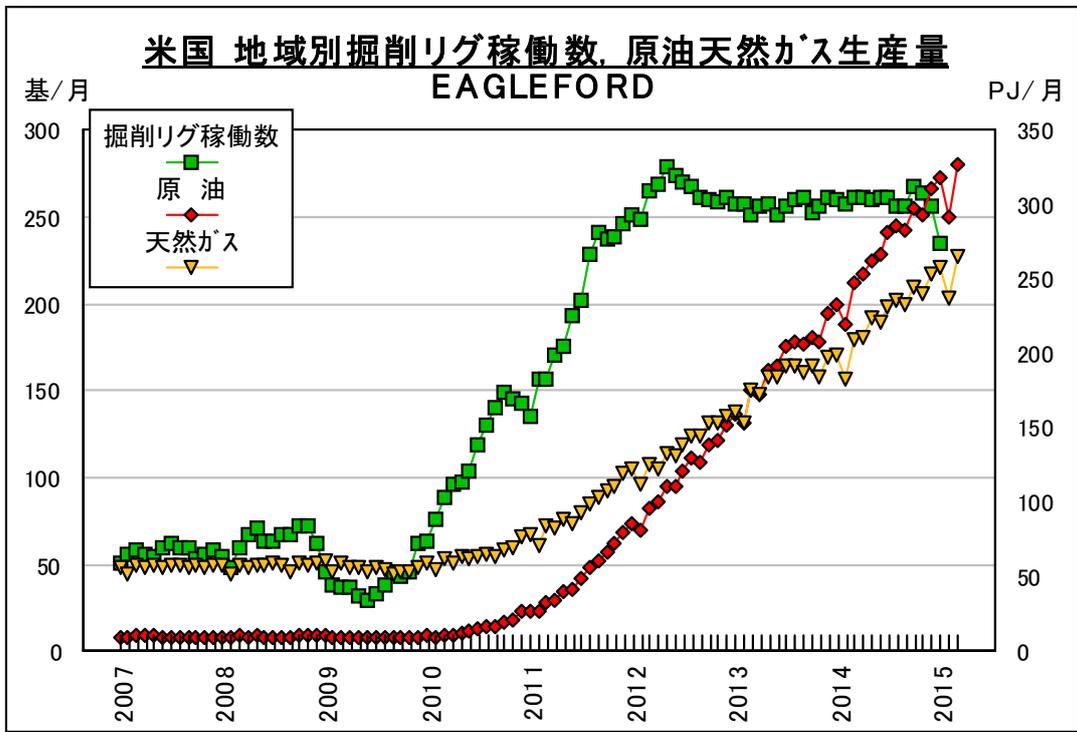
Q(t), Q(t-1)	t月, t-1月 天然ガス生産量 (PJ)	2007年1月～2015年1月
N(t-u)	t-u月 掘削リグ稼働数 (基/月)	; ラグ月数 u は AIC/BICにより決定
P(t), P(t-v)	天然ガス価格 (\$/TCF, 2000年実質)	
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	
$\beta_0$	定数項	$\gamma_j$ 月ダミー係数
$\beta_1$	天然ガス生産技術・鉱床条件変化率 (PJ/月)	e(t) 誤差
$\beta_2$	掘削リグ稼働数当天然ガス生産規模 (PJ/基/月)	
$\beta_3$	既存生産井生産減退率 (0 < $\beta_3$ < 1)	
$\beta_4$	価格反応率 (PJ/(\$/TCF)) ( $\beta_4 > 0$ )	
$\beta_5$	過去価格反応率 (PJ/(\$/TCF)) ( $\beta_5 < 0,  \beta_5  < \beta_4$ )	

[図2-1-2-2. 米国 Bakken地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



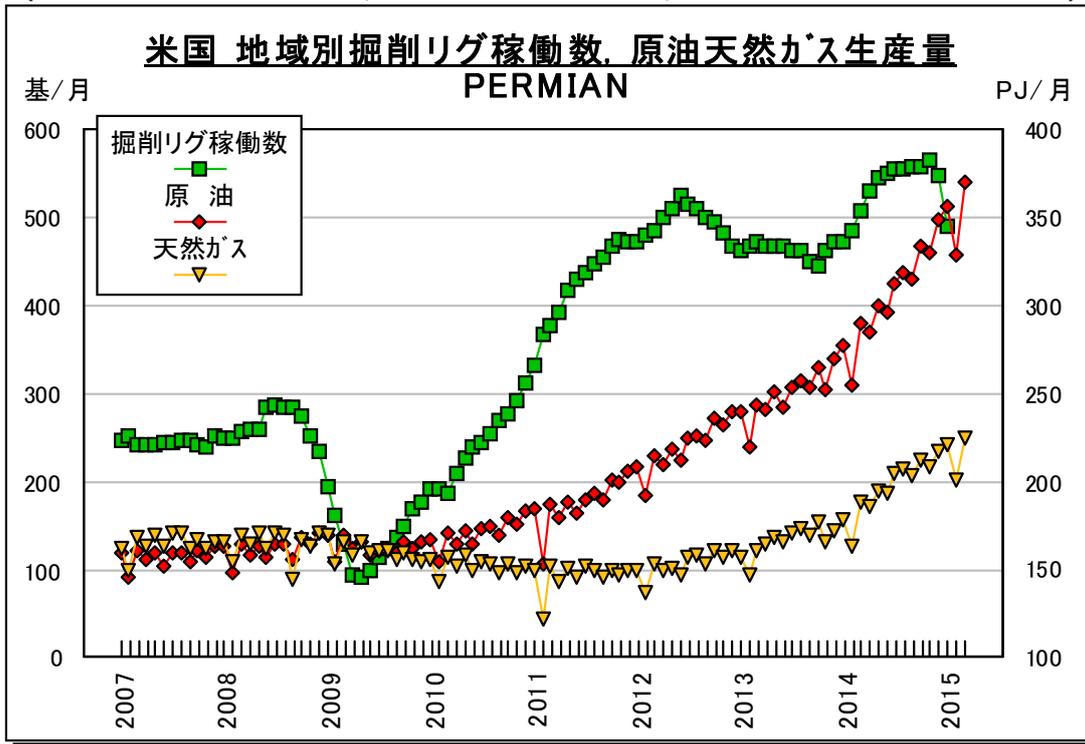
図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計

[図2-1-2-3. 米国 Eagle Ford地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



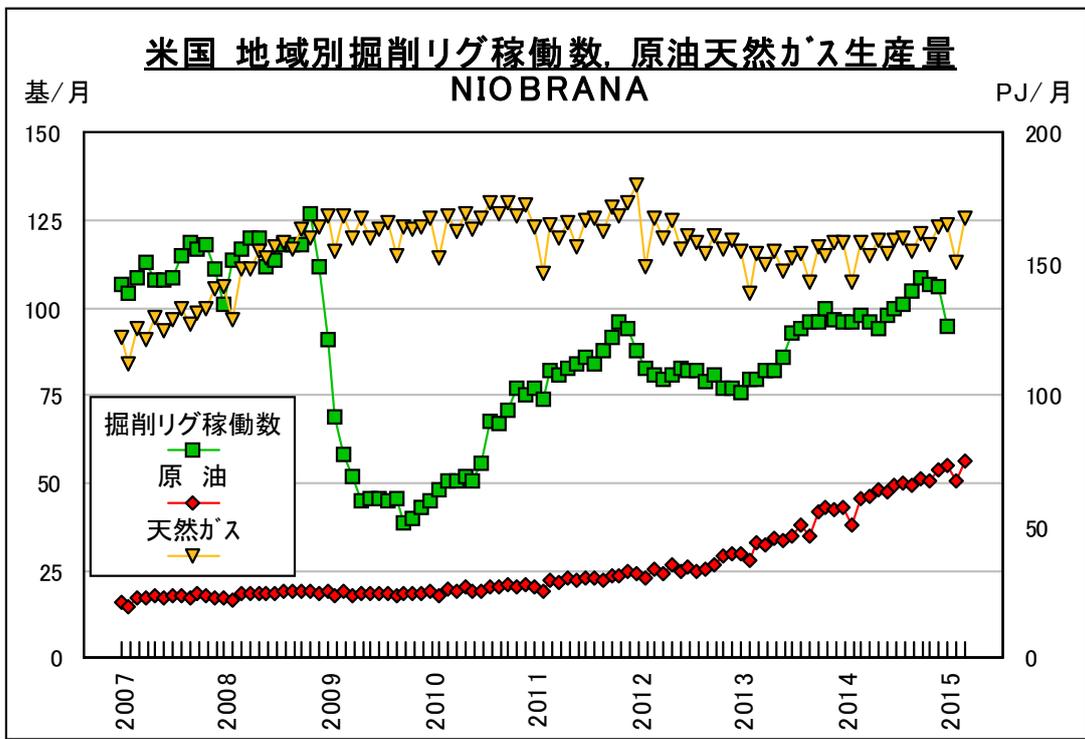
図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計

[図2-1-2-4. 米国 Permian地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



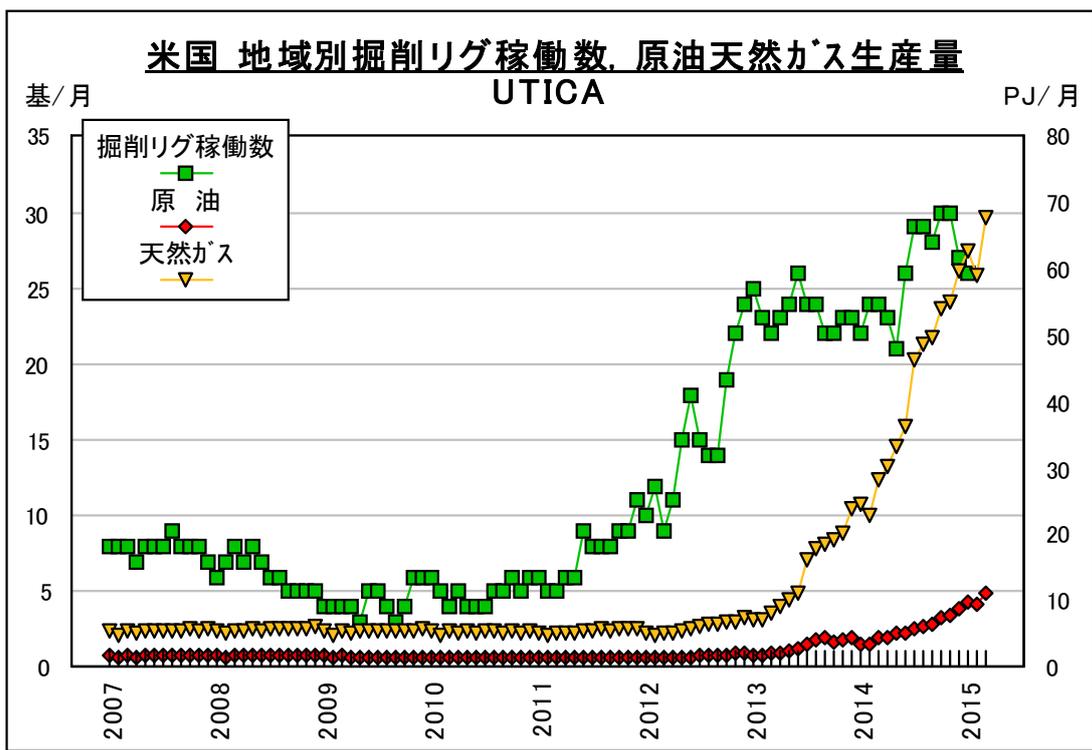
図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計

[図2-1-2-5. 米国 Niobrara地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



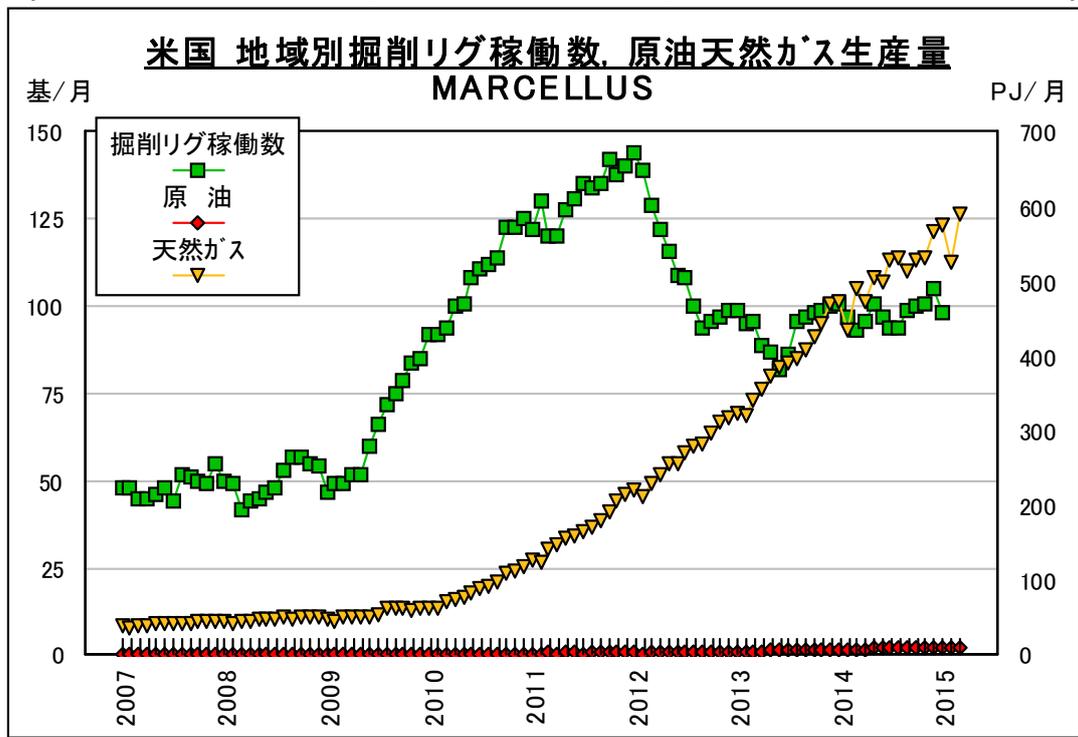
図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計

[図2-1-2-6. 米国 Utica地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計

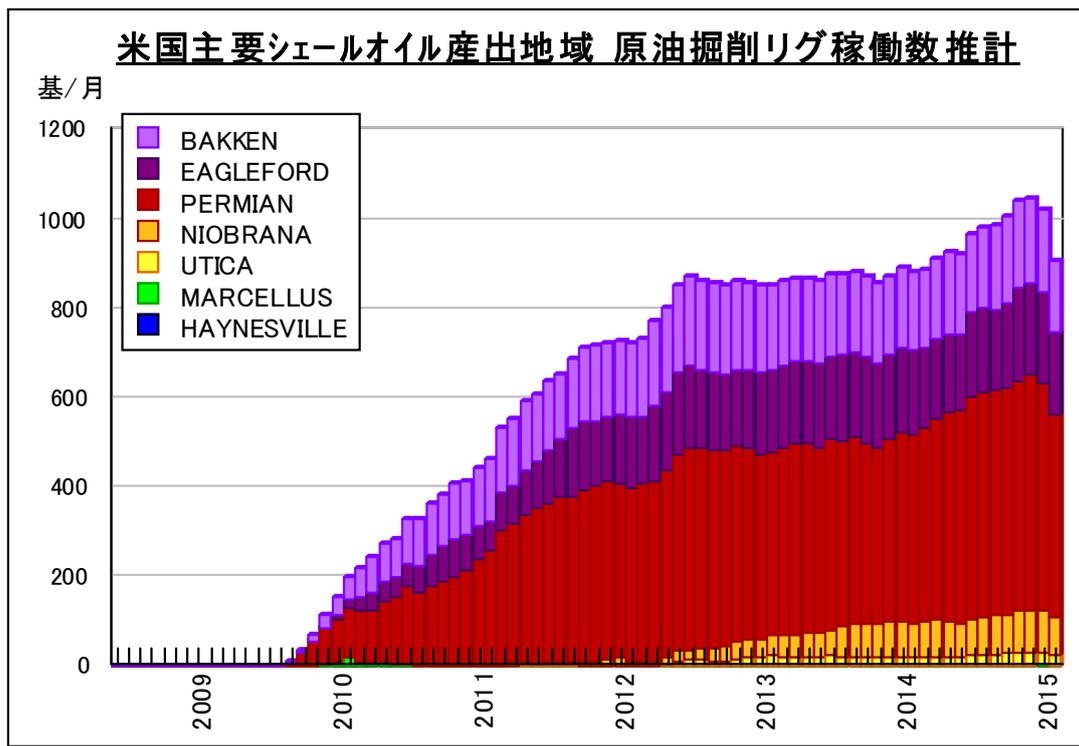
[図2-1-2-7. 米国 Marcellus地域掘削リグ稼働数と原油・天然ガス生産量推移]  
 (出典: US-DOE-EIA DB, 1bbl=6.086\*10<sup>-6</sup>PJ, 1TCF=1.137\*10<sup>-6</sup>PJで換算)



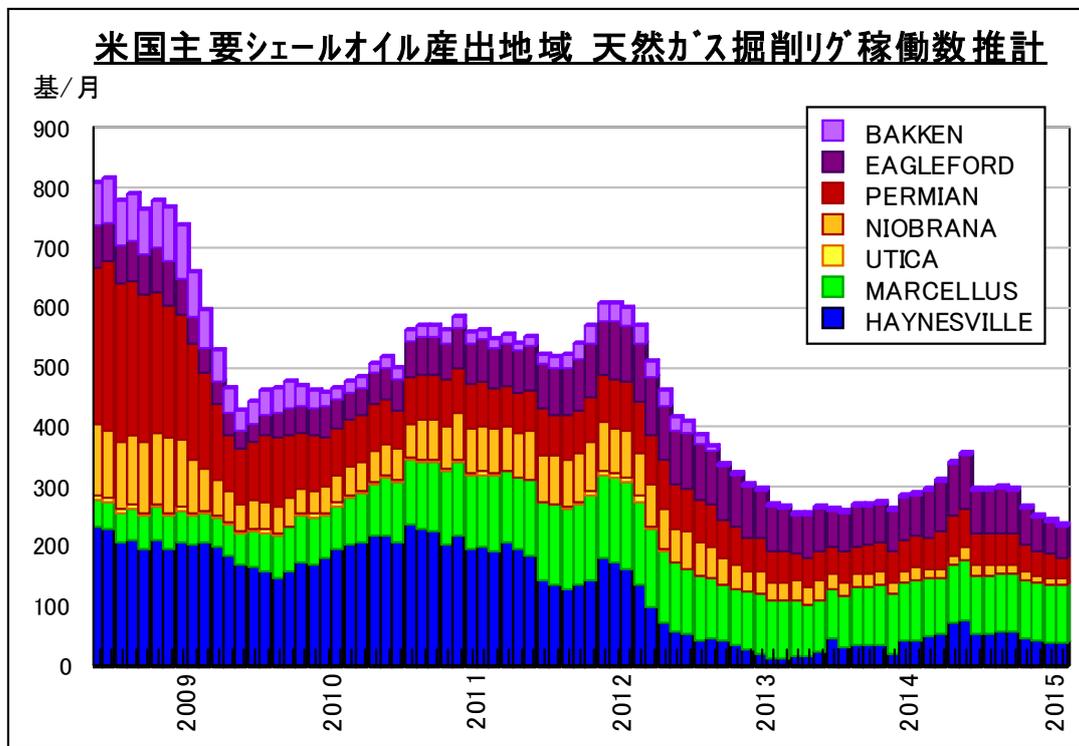
図注) 掘削リグ稼働数は原油・天然ガスの合計



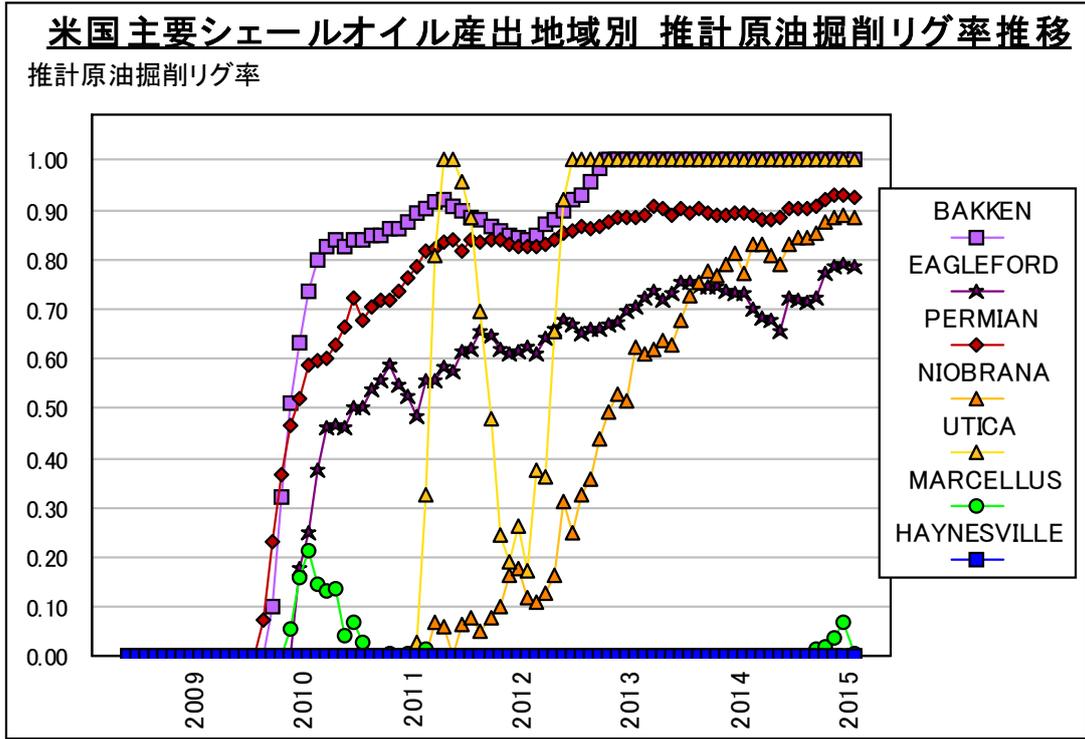
[図2-1-3-2. 米国主要シェールオイル産出地域 原油掘削リグ稼働数推計結果]



[図2-1-3-3. 米国主要シェールオイル産出地域 天然ガス掘削リグ稼働数推計結果]



[図2-1-3-4. 米国主要シェールオイル産出地域別 推計原油掘削リグ率推移]



[式2-2-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域別掘削リグ稼働数と原油生産量の関係推計式]

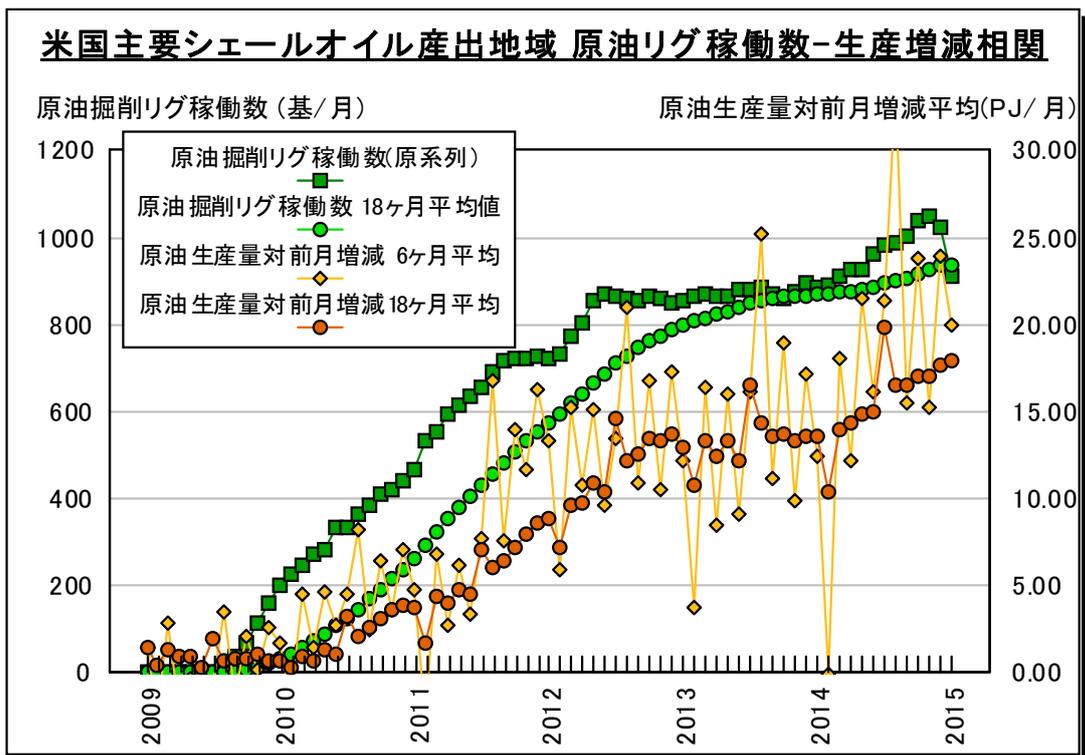
$$dQ_i(t) = \beta_{10} + \beta_{11} * A_{18}N_i(t-u) + \beta_{12} * Q_i(t-1) + \beta_{13} * Q_i(t-36) + \beta_{14} * P(t-v) + \sum \gamma_{ij} * DMM_j + e_i(t)$$

... 推計式2)

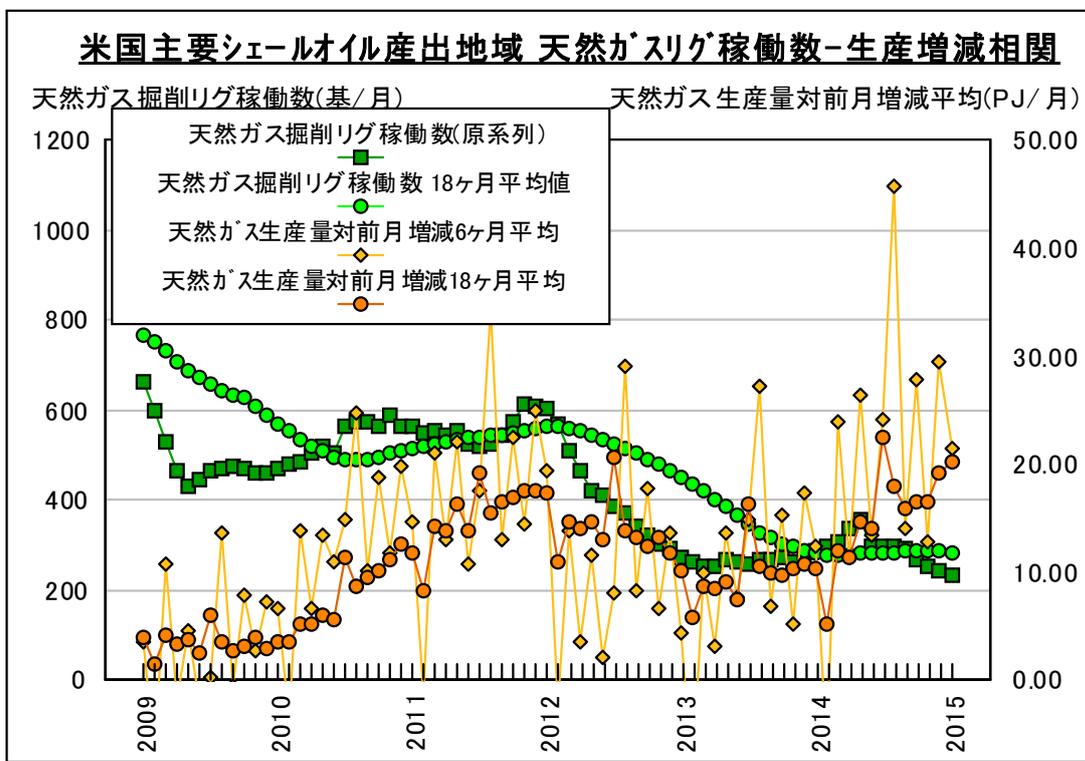
$dQ_i(t)$	$i$ 地域 $t$ 月 平均原油生産変化量 (PJ) 2010年1月~, (2012年1月~)
$A_{18}N_i(t-u)$	$i$ 地域 $t-u$ 月 から18ヶ月前迄の平均原油掘削リグ稼働数 (基/月) ;ラグ月数 $u$ は AIC/BICにより決定
$Q_i(t-1), Q_i(t-36)$	$i$ 地域 $t-1$ 月, $t-36$ 月 平均原油生産量 (PJ)
$P(t-v)$	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質) ;ラグ月数 $v$ は AIC/BICにより決定
$DMM_j$	$j$ 月 月ダミー (3月基準)
$\beta_{10}$	定数項
$\beta_{11}$	掘削リグ稼働数当原油生産規模 (PJ/基/月)
$\beta_{12}$	既存生産井生産減退率 ( $0 < \beta_{12} < 1$ )
$\beta_{13}$	既存生産井浸出生産率 ( $\beta_{13} > 0$ )
$\beta_{14}$	価格反応率 (PJ/(\$/bbl)) ( $\beta_{14} > 0$ )
	$\gamma_{ij}$ 月ダミー係数
	$e_i(t)$ 誤差

- 式注 1) 天然ガスの関係推計式(推計式1)と異なり、観察期間での原油生産量・価格の双方が弱定常条件を満たさず ADF検定で棄却となるため、原油においては1階差推計式を用いる。
- 2) 天然ガスの関係推計式(推計式1)と異なり、原油生産変化量から同月価格へのGranger因果性(逆因果性)が広範に認められること、説明変数として有意でない場合が大半であることから、同月価格項( $P(t)$ )を説明変数に用いない。
- 3) 過去の原油掘削リグ稼働数につき18ヶ月平均をとる意味は、水圧破碎や下流側設備整備完了迄の待ち時間の存在などから、掘削された生産井が実際に産油する迄の期間が一定ではなく、原油生産量の変化と掘削リグ稼働数が直接には線形的に対応しない問題を解消するための措置である。図2-2-1-1. 他を参照。

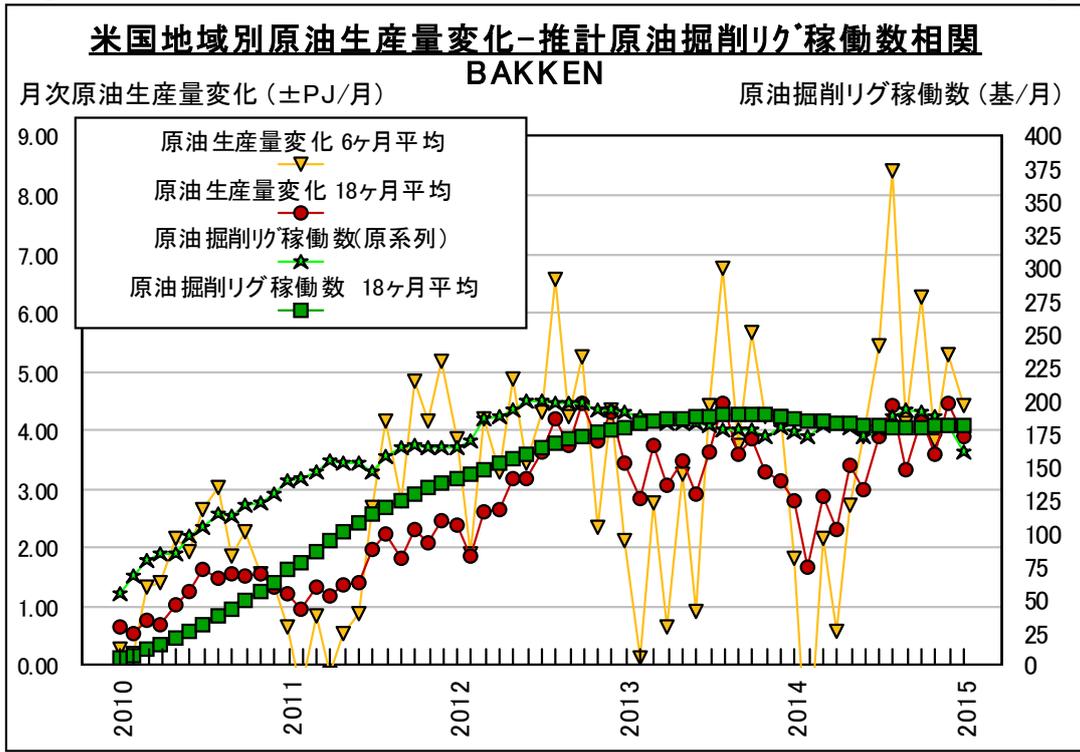
[図2-2-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数と原油生産量対前月増減相関]



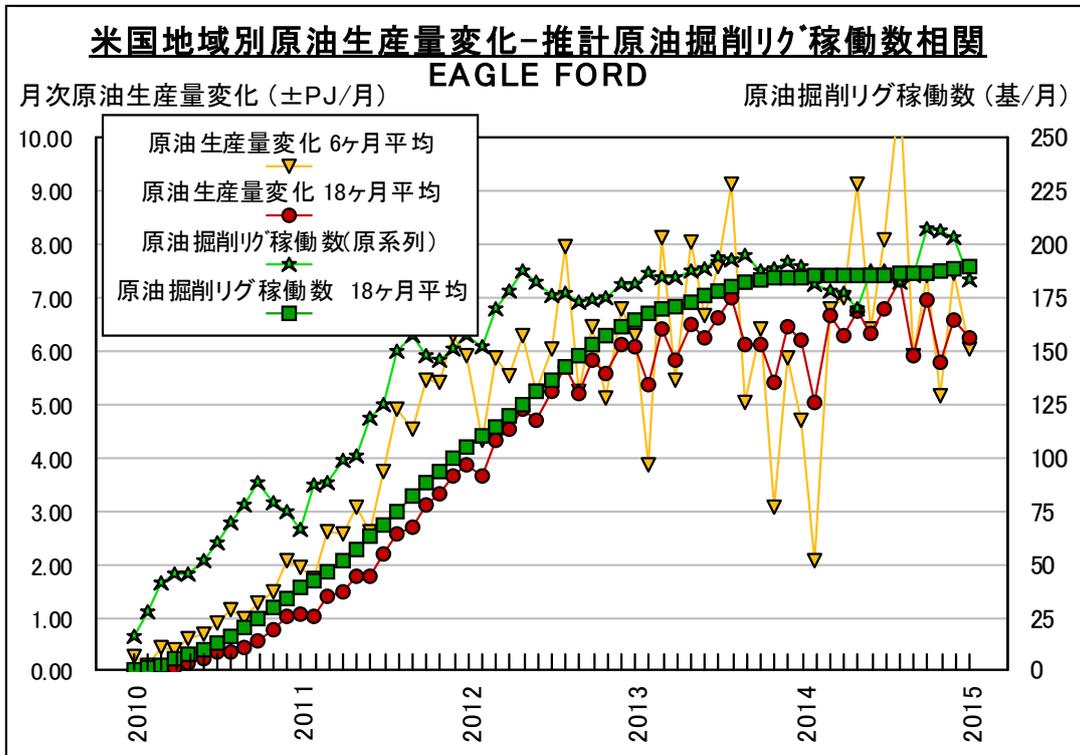
[図2-2-1-2. 米国主要シェールオイル産出地域掘削リグ稼働数と天然ガス生産量対前月増減相関]



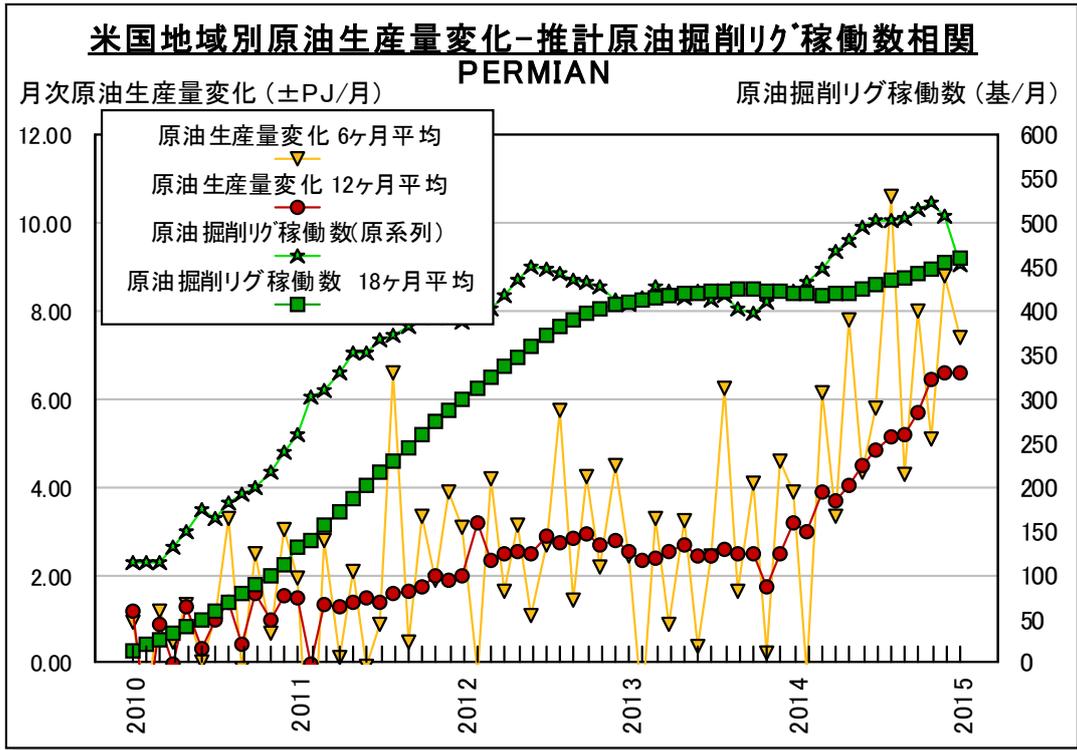
[図2-2-1-3. Bakken地域 原油生産量変化-推計原油掘削リグ稼働数 相関]



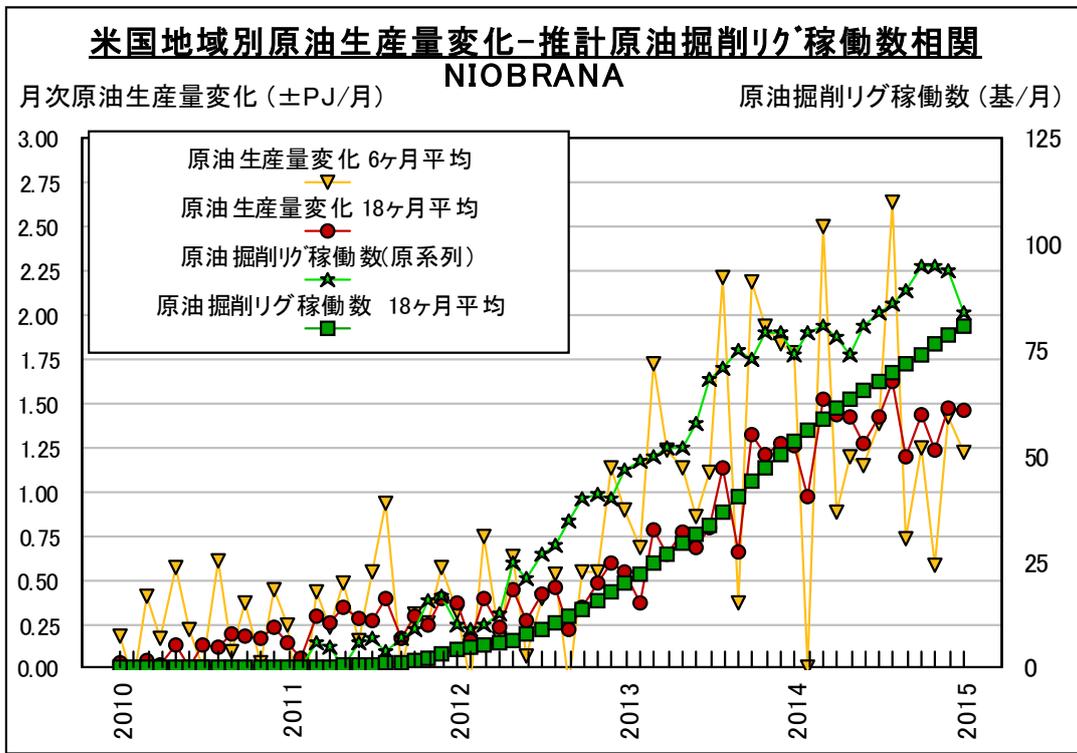
[図2-2-1-4. Eagle Ford地域 原油生産量変化-推計原油掘削リグ稼働数 相関]



[図2-2-1-5. Permian地域 原油生産量変化-推計原油掘削リグ稼働数 相関]



[図2-2-1-6. Niobrana地域 原油生産量変化-推計原油掘削リグ稼働数 相関]



[式2-3-1-1. 原油価格と米国主要シェールオイル産出地域別原油掘削リグ稼働数関係推計式]

$$\ln(N_i(t)) = \beta_{i0} + \beta_{i1} \ln(t) + \beta_{i2} \ln(P(t-w)) + \beta_{i3} \ln(R(t-w)) + \sum \gamma_{ij} \text{DMM}_j + e_i(t) \quad \dots \text{推計式3)}$$

$N_i(t)$	i地域 t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)		
$P(t-w)$	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	}	ラグ月数 w は AIC/BICにより決定
$R(t-w)$	米国月次長期金利 (% , US-FRB)		
$\text{DMM}_j$	j月 月ダミー (3月基準)		
$\beta_{i0}$	定数項	$\gamma_{ij}$	月ダミー係数
$\beta_{i1}$	時系列弾力性 (n/月)	$e_i(t)$	誤差
$\beta_{i2}$	価格弾力性 (n/(\$/bbl)/月)		
$\beta_{i3}$	金利弾力性 (n/%/月)		

式注) 原油価格は US-DOE-EIA DB, "WTI price" を実質化。  
米国月次長期金利の出典については参考文献 3. 参照。

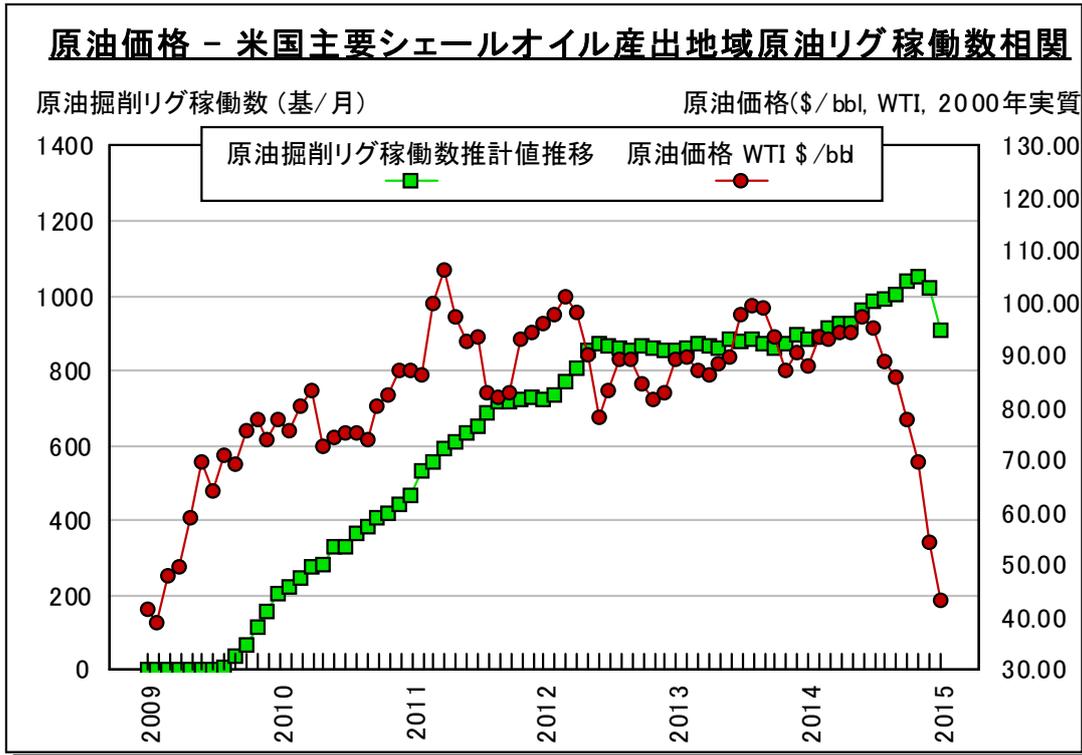
[式2-3-1-2. 天然ガス価格と米国主要シェールオイル産出地域別天然ガス掘削リグ稼働数関係推計式]

$$\ln(N_i(t)) = \beta_{i0} + \beta_{i1} \ln(t) + \beta_{i2} \ln(P(t-x)) + \beta_{i3} \ln(R(t-x)) + \sum \gamma_{ij} \text{DMM}_j + e_i(t) \quad \dots \text{推計式4)}$$

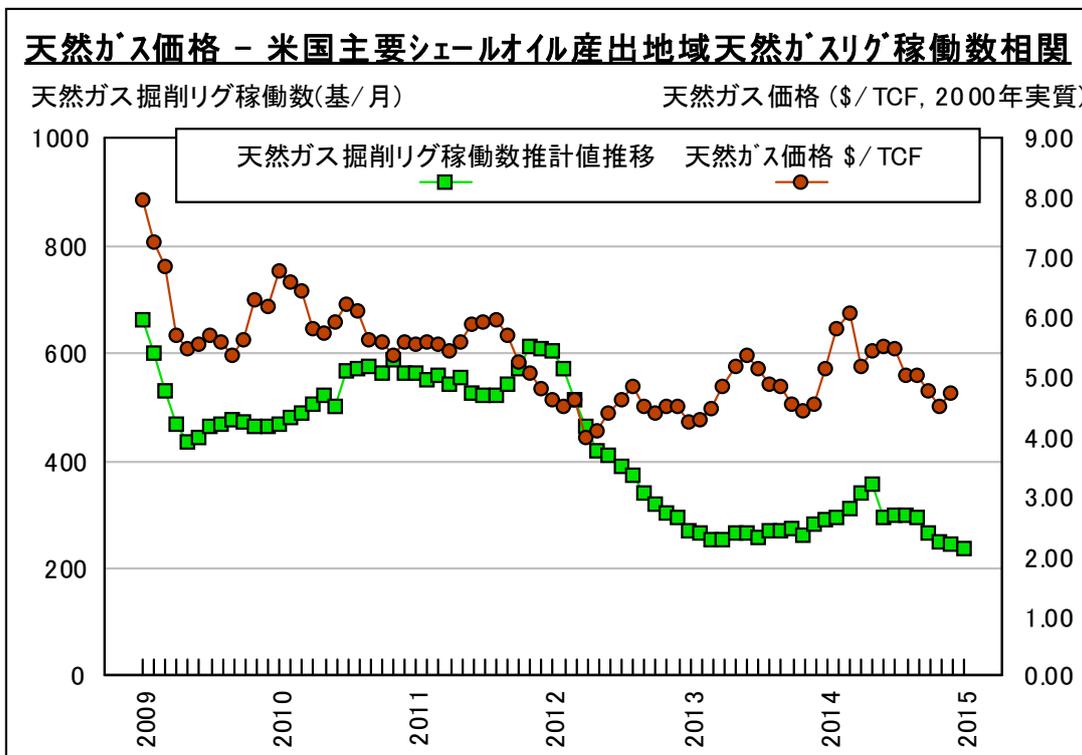
$N_i(t)$	i地域 t月の推計天然ガス掘削リグ稼働数 (基/月)		
$P(t-w)$	天然ガス価格 (\$/bbl, 2000年実質)	}	ラグ月数 x は AIC/BICにより決定
$R(t-w)$	米国月次長期金利 (% , US-FRB)		
$\text{DMM}_j$	j月 月ダミー (3月基準)		
$\beta_{i0}$	定数項	$\gamma_{ij}$	月ダミー係数
$\beta_{i1}$	時系列弾力性 (n/月)	$e_i(t)$	誤差
$\beta_{i2}$	価格弾力性 (n/(\$/bbl)/月)		
$\beta_{i3}$	金利弾力性 (n/%/月)		

式注) 天然ガス価格は US-DOE-EIA DB, "City gate price" を実質化。  
米国月次長期金利の出典については参考文献 3. 参照。

[図2-3-1-1. 原油価格と米国主要シェールオイル産出地域原油掘削リグ稼働数推移]



[図2-3-1-2. 天然ガス価格と米国主要シェールオイル産出地域天然ガス掘削リグ稼働数推移]



[表3-1-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域 掘削リグ稼働数と原油生産量変化の分析結果]  
 (主要説明変数の回帰係数の地域間・時点間比較, 式3-1-1-1~8. 及び 式2-1-3-1. 参照)

地域 / 項目	掘削リグ稼働数(ラグ月数) (PJ/(基・月)) (ヶ月)	前月生産量係数 (PJ/PJ)	浸出生産分係数 (PJ/PJ)	原油価格係数(ラグ月数) (PJ/(\$/bbl・TCF) (ヶ月)		
2010~15年 原油						
(加重平均値)	+0.2980	8.3	▲0.4100	+0.4440	+0.1197	6.6
Bakken	+0.1577	14	▲0.4521	+0.6309	+0.2072	8
Eagle-Ford	+0.7127	8	▲0.6525	+0.8249	+0.2634	10
Permian	+0.0570	6	▲0.1676	+0.1565	▲0.0624	2
Niobrana	+0.2653	2	▲0.4096	(▲0.3919)	+0.1028	10
2012~15年 原油						
(加重平均値)	+0.4032	4.3	▲0.6118	+0.7659	+0.0555	7.0
Bakken	+0.1813	6	▲0.5709	+0.9621	+0.4378	10
Eagle-Ford	+0.9034	6	▲0.7373	+0.9624	+0.3159	10
Permian	+0.0653	2	▲0.4104	+0.6010	▲0.3836	2
Niobrana	+0.6208	2	▲1.1764	(+0.0936)	▲0.1742	8
(参考: 天然ガス)						
Haynesville	+0.1146	8.0	▲0.0547	+0.1679 (時系列係数)	+3.1090 ▲2.2138	9.0 (0)

表注1) 上記掘削リグ稼働数に対するラグ月数は 原油掘削リグ稼働数の過去 18ヶ月平均値に対するものであり、実際には更に平均して 9ヶ月程度のラグが加算されるべきである点に注意  
 2) 加重平均値は 2014年計の地域別原油生産量による加重平均を示す  
 3) ( )内は有意でない係数を示す





[式3-1-1-5. Permian地域原油掘削リグ稼働数と生産量変化の関係推計結果(1) 2010年1月-]

$$\begin{aligned}
 dQ(t) = & +28.217 + 0.0330 * AaN(t-6) + 0.0570 * AbN(t-2) - 0.1676 * Q(t-1) + 0.1565 * Q(t-36) \\
 & (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \\
 & *** \quad *** \quad *** \quad *** \quad *** \\
 & -0.0624 * P(t-2) - 19.697 * DMJAN - 41.058 * DMFEB - 25.973 * DMAPR - 13.344 * DMMAY \\
 & (0.001) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \\
 & *** \quad *** \quad *** \quad *** \quad *** \\
 & -26.885 * DMJUN - 12.141 * DMJUL - 19.068 * DMAUG - 24.820 * DMSEP - 11.644 * DMOCT \\
 & (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \\
 & *** \quad *** \quad *** \quad *** \quad *** \\
 & -27.010 * DMNOV - 13.242 * DMDEC - 1.4317 * MA(1) + 0.4368 * MA(3) \\
 & (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \\
 & *** \quad *** \quad *** \quad ***
 \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.977, AIC= 4.340, BIC= 4.997

( )内はp値

dQ <sub>i</sub> (t)	t月の原油生産変化量 (PJ)	2010年1月～2015年1月
Aa, bN <sub>i</sub> (t-u)	t-u月 原油掘削リグ稼働数18ヶ月平均値 (基/月) a; 2013年9月迄 b: それ以降	ラグ月数 u; 6ヶ月で AIC/BIC最小 ラグ月数 2ヶ月で AIC/BIC最小
P(t-v)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	ラグ月数 v; 2ヶ月で AIC/BIC最小
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

式注) Permian地域においては、2013年後半を境に石油掘削リグによる油井開削規模が明らかに変化しているため、2013年10月前後で 18ヶ月平均値による説明変数を分割している。次式に同じ。

[式3-1-1-6. Permian地域原油掘削リグ稼働数と生産量変化の関係推計結果(2) 2012年1月-]

$$\begin{aligned}
 dQ(t) = & +26.739 + 0.0523 * AaN(t-6) + 0.0653 * AbN(t-2) - 0.4104 * Q(t-1) + 0.6010 * Q(t-36) \\
 & (0.179) \quad (0.002) \quad (0.003) \quad (0.000) \quad (0.000) \\
 & --- \quad *** \quad *** \quad *** \quad *** \\
 & -0.3836 * P(t-2) - 14.127 * DMJAN - 25.073 * DMFEB - 16.995 * DMAPR - 7.2973 * DMMAY \\
 & (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.017) \\
 & *** \quad *** \quad *** \quad *** \quad ** \\
 & -16.967 * DMJUN - 5.0640 * DMJUL - 11.679 * DMAUG - 14.774 * DMSEP - 4.0561 * DMOCT \\
 & (0.000) \quad (0.089) \quad (0.001) \quad (0.001) \quad (0.129) \\
 & *** \quad * \quad *** \quad *** \quad --- \\
 & -19.641 * DMNOV - 7.1789 * DMDEC + 0.9999 * MA(5) \\
 & (0.000) \quad (0.018) \quad (0.000) \\
 & *** \quad ** \quad ***
 \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.981, AIC= 4.237, BIC= 5.021

( )内はp値

dQ <sub>i</sub> (t)	t月の原油生産変化量 (PJ)	2012年1月～2015年1月
Aa, bN <sub>i</sub> (t-u)	t-u月 原油掘削リグ稼働数18ヶ月平均値 (基/月) a; 2013年9月迄 b: それ以降	ラグ月数 u; 10ヶ月で AIC/BIC最小 ラグ月数 2ヶ月で AIC/BIC最小
P(t-v)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	ラグ月数 v; 2ヶ月で AIC/BIC最小
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

[式3-1-1-7.Niobrana地域原油掘削リグ稼働数と生産量変化の関係推計結果(1) 2010年1月-]

$$\begin{aligned}
 dQ(t) = & +17.293 + 0.2653*AN(t-2) -0.4096*Q(t-1) -0.3919*Q(t-36) + 0.1028*P(t-10) \\
 & (0.013) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.131) \quad (0.000) \\
 & \quad ** \quad \quad *** \quad \quad *** \quad \quad --- \quad \quad *** \\
 & -4.4966*DMJAN -9.3977*DMFEB -4.8423*DMAPR -1.9511*DMMAY -5.5549*DMJUN \\
 & (0.000) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.063) \quad (0.000) \\
 & \quad *** \quad \quad *** \quad \quad *** \quad \quad * \quad \quad *** \\
 & -3.5084*DMJUL -3.1043*DMAUG -5.6421*DMSEP -2.3136*DMOCT -4.0024*DMNOV \\
 & (0.005) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.011) \quad (0.001) \\
 & \quad *** \quad \quad *** \quad \quad *** \quad \quad ** \quad \quad *** \\
 & -3.2343*DMDEC +1.0000*MA(5) \\
 & (0.003) \quad (0.000) \\
 & \quad *** \quad \quad ***
 \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.780, AIC= 3.626, BIC= 4.215

( )内はp値

dQ <sub>i</sub> (t)	t月の原油生産変化量 (PJ)	2010年1月～2015年1月
AN <sub>i</sub> (t-u)	t-u月 原油掘削リグ稼働数18ヶ月平均値 (基/月)	ラグ月数 u; 2ヶ月で AIC/BIC最小
P(t-v)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	ラグ月数 v; 10ヶ月で AIC/BIC最小
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

[式3-1-1-8.Niobrana地域原油掘削リグ稼働数と生産量変化の関係推計結果(2) 2012年1月-]

$$\begin{aligned}
 dQ(t) = & +50.648 + 0.6208*AN(t-2) -1.1764*Q(t-1) +0.0936*Q(t-36) - 0.1742*P(t-8) \\
 & (0.006) \quad (0.000) \quad (0.000) \quad (0.836) \quad (0.024) \\
 & \quad *** \quad \quad *** \quad \quad *** \quad \quad --- \quad \quad ** \\
 & +0.6150*DMJAN -6.2509*DMFEB +0.8877*DMAPR +2.3299*DMMAY -1.3282*DMJUN \\
 & (0.756) \quad (0.012) \quad (0.683) \quad (0.261) \quad (0.559) \\
 & \quad --- \quad \quad * \quad \quad --- \quad \quad --- \quad \quad --- \\
 & -1.2927*DMJUL -0.4539*DMAUG -2.7876*DMSEP +1.0741*DMOCT +0.8100*DMNOV \\
 & (0.458) \quad (0.809) \quad (0.225) \quad (0.504) \quad (0.701) \\
 & \quad --- \quad \quad --- \quad \quad --- \quad \quad --- \quad \quad --- \\
 & +1.1336*DMDEC -0.9531*MA(6) \\
 & (0.558) \quad (0.000) \\
 & \quad --- \quad \quad ***
 \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.879, AIC= 3.476, BIC= 4.217

( )内はp値

dQ <sub>i</sub> (t)	t月の原油生産変化量 (PJ)	2012年1月～2015年1月
AN <sub>i</sub> (t-u)	t-u月 原油掘削リグ稼働数18ヶ月平均値 (基/月)	ラグ月数 u; 2ヶ月で AIC/BIC最小
P(t-v)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	ラグ月数 v; 8ヶ月で AIC/BIC最小
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

[表3-2-1-1. 原油・天然ガス価格と地域別掘削リグ稼働数の分析結果]  
 (主要説明変数の回帰係数の地域間比較, 式3-2-1-1~4. 及び 式3-2-2-1~6. 参照)

地域 / 項目	価格弾力性	金利弾力性	(ラグ月数)	時系列係数
2010~15年 原油				
(加重平均値)	+0.3323	▲0.0402	10.1	▲0.0015
Bakken	+0.2422	▲0.0546	12	▲0.0087
Eagle-Ford	+0.2973	▲0.0028	4	( ▲0.0042 )
Permian	+0.1945	( +0.0147 )	15	( +0.0018 )
Niobrana	+1.4295	▲0.4147	6	( +0.0176 )
2010~15年 天然ガス				
(加重平均値)	+0.4269	▲0.0252	6.8	▲0.2201
Bakken	+0.9128	+0.3170	12	▲0.0763
Eagle-Ford	+0.2476	( +0.0356 )	10	( ▲0.0762 )
Permian	+0.3939	( ▲0.0993 )	6	▲0.0118
Niobrana	+0.5238	( +0.0836 )	12	▲0.0556
Marcellus	+0.3749	( ▲0.0216 )	4	▲0.0100
Haynesville	+0.5834	( ▲0.1679 )	6	( ▲1.1346 )

表注1) 加重平均値は 2014年計の地域別原油・天然ガス生産量による加重平均を示す  
 2) ( )内は有意でない係数を示す

[式3-2-1-1. 原油価格 - Bakken地域原油掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +4.4962 + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.0087} \ln(t) + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{0.2422} \ln(P(t-12)) + \underset{\substack{(0.014) \\ ***}}{-0.0546} \ln(R(t-12))$$

$$\begin{aligned} & -0.0642 \text{ * DMJAN} \quad -0.0572 \text{ * DMFEB} \quad -0.0002 \text{ * DMAPR} \quad -0.0103 \text{ * DMMAY} \quad -0.0001 \text{ * DMJUN} \\ & \underset{(0.021)}{**} \quad \underset{(0.005)}{***} \quad \underset{(0.991)}{---} \quad \underset{(0.697)}{---} \quad \underset{(0.996)}{---} \\ & -0.0160 \text{ * DMJUL} \quad +0.0070 \text{ * DMAUG} \quad +0.0072 \text{ * DMSEP} \quad +0.0100 \text{ * DMOCT} \quad -0.0124 \text{ * DMNOV} \\ & \underset{(0.553)}{---} \quad \underset{(0.794)}{---} \quad \underset{(0.791)}{---} \quad \underset{(0.715)}{---} \quad \underset{(0.653)}{---} \\ & -0.0247 \text{ * DMDEC} \quad +0.9367 \text{ * AR(1)} \quad -0.9782 \text{ * MA(2)} \\ & \underset{(0.370)}{---} \quad \underset{(0.000)}{***} \quad \underset{(0.000)}{***} \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.987, AIC=-4.047, BIC=-3.454

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 12ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

式注) 計測に先立ち、Granger因果性検定により各説明係数に逆方向の因果性がないこと、ADF定常性検定により N(t-u)以外全て弱定常であることを確認し、ARMAXモデルの有効性を確認している。  
また、計測後の結果については Breusch-Godfrey Lagrange Multiplier 検定により系列相関が消滅していることを確認した上で、AIC/BICの最小化判定を行っている。  
これらの検定結果については量が膨大であるため詳細な説明は省略する。  
(以下各式において同じ)

[式3-2-1-2. 原油価格 - Eagle Ford地域原油掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +4.2176 + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.0042} \ln(t) + \underset{\substack{(0.076) \\ *}}{0.2973} \ln(P(t-4)) + \underset{\substack{(0.950) \\ ---}}{-0.0028} \ln(R(t-4))$$

$$\begin{aligned} & -0.0567 \text{ * DMJAN} \quad +0.0131 \text{ * DMFEB} \quad -0.0148 \text{ * DMAPR} \quad -0.0410 \text{ * DMMAY} \quad +0.0028 \text{ * DMJUN} \\ & \underset{(0.335)}{---} \quad \underset{(0.752)}{---} \quad \underset{(0.715)}{---} \quad \underset{(0.474)}{---} \quad \underset{(0.968)}{---} \\ & -0.0070 \text{ * DMJUL} \quad +0.0237 \text{ * DMAUG} \quad +0.0454 \text{ * DMSEP} \quad +0.0565 \text{ * DMOCT} \quad -0.0280 \text{ * DMNOV} \\ & \underset{(0.920)}{---} \quad \underset{(0.736)}{---} \quad \underset{(0.513)}{---} \quad \underset{(0.419)}{---} \quad \underset{(0.674)}{---} \\ & -0.0330 \text{ * DMDEC} \quad +0.9356 \text{ * AR(1)} \quad -0.9998 \text{ * MA(3)} \\ & \underset{(0.614)}{---} \quad \underset{(0.000)}{***} \quad \underset{(0.000)}{***} \end{aligned}$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.984, AIC=-2.497, BIC=-1.904

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 4ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

[式3-2-1-3. 原油価格 - Permian地域原油掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +5.2079 + 0.0018 \ln(t) + 0.1945 \ln(P(t-15)) + 0.0147 \ln(R(t-15))$$

(0.000)	(0.720)	(0.003)	(0.604)	
***	---	***	---	

$$-0.0328 \text{DMJAN} - 0.0109 \text{DMFEB} + 0.0069 \text{DMAPR} + 0.0386 \text{DMMAY} + 0.0332 \text{DMJUN}$$

(0.149)	(0.512)	(0.661)	(0.082)	(0.196)
---	---	---	*	---

$$+0.0086 \text{DMJUL} + 0.0040 \text{DMAUG} + 0.0002 \text{DMSEP} - 0.0153 \text{DMOCT} - 0.0042 \text{DMNOV}$$

(0.756)	(0.889)	(0.995)	(0.588)	(0.879)
---	---	---	---	---

$$-0.0127 \text{DMDEC} + 0.8250 \text{AR}(2) + 0.9643 \text{MA}(1)$$

(0.615)	(0.000)	(0.000)		
---	***	***		

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.992, AIC=-3.711, BIC=-3.113

( )内はp値

N <sub>i</sub> (t)	t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)	} ラグ月数 w; 15ヶ月でAIC/BIC最小
P(t-w)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	
R(t-w)	米国月次長期金利 (% , US-FRB)	
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

[式3-2-1-4. 原油価格 - Niobrara地域原油掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = -3.8793 + 0.0176 \ln(t) + 1.4295 \ln(P(t-6)) + -0.4147 \ln(R(t-6))$$

(0.584)	(0.851)	(0.053)	(0.132)	
---	---	*	---	

$$-0.2837 \text{DMJAN} - 0.4051 \text{DMFEB} - 0.0063 \text{DMAPR} - 0.3187 \text{DMMAY} + 0.0525 \text{DMJUN}$$

(0.179)	(0.063)	(0.977)	(0.172)	(0.768)
---	*	---	---	---

$$+0.0185 \text{DMJUL} - 0.1849 \text{DMAUG} - 0.1405 \text{DMSEP} - 0.1237 \text{DMOCT} - 0.0260 \text{DMNOV}$$

(0.939)	(0.446)	(0.577)	(0.609)	(0.907)
---	---	---	---	---

$$-0.0556 \text{DMDEC} + 0.5009 \text{AR}(1) + 0.3743 \text{AR}(5) + 0.9999 \text{MA}(3)$$

(0.768)	(0.000)	(0.010)	(0.000)	
---	***	**	***	

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.963, AIC= 0.756, BIC= 1.407

( )内はp値

N <sub>i</sub> (t)	t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)	} ラグ月数 w; 6ヶ月でAIC/BIC最小
P(t-w)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)	
R(t-w)	米国月次長期金利 (% , US-FRB)	
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)	

[式3-2-2-1. 天然ガス価格 - Bakken地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +3.1972 + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.0763} \ln(t) + \underset{\substack{(0.006) \\ ***}}{0.9128} \ln(P(t-12)) + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{0.3170} \ln(R(t-12))$$

$$+ \underset{\substack{(0.901) \\ ---}}{+0.0247} \text{DMJAN} + \underset{\substack{(0.882) \\ ---}}{+0.0162} \text{DMFEB} + \underset{\substack{(0.678) \\ ---}}{+0.0479} \text{DMAPR} + \underset{\substack{(0.595) \\ ---}}{+0.1055} \text{DMMAY} + \underset{\substack{(0.699) \\ ---}}{+0.1012} \text{DMJUN}$$

$$+ \underset{\substack{(0.629) \\ ---}}{+0.1457} \text{DMJUL} + \underset{\substack{(0.714) \\ ---}}{+0.1179} \text{DMAUG} + \underset{\substack{(0.912) \\ ---}}{+0.0361} \text{DMSEP} + \underset{\substack{(0.735) \\ ---}}{-0.1066} \text{DMOCT} + \underset{\substack{(0.842) \\ ---}}{-0.0590} \text{DMNOV}$$

$$- \underset{\substack{(0.923) \\ ---}}{0.0248} \text{DMDEC} + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{1.8449} \text{AR}(1) - \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{0.8827} \text{AR}(2) - \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{0.9997} \text{MA}(3)$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.991, AIC=-0.842, BIC=-0.208

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 12ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

式注) 計測に先立ち、Granger因果性検定により各説明係数に逆方向の因果性がないこと、ADF定常性検定により N(t-u)以外全て弱定常であることを確認し、ARMAXモデルの有効性を確認している。また、計測後の結果については Breusch-Godfrey Lagrange Multiplier 検定により系列相関が消滅していることを確認した上で、AIC/BICの最小化判定を行っている。これらの検定結果については量が膨大であるため詳細な説明は省略する。  
(以下各式において同じ)

[式3-2-2-2. 天然ガス価格 - Eagle-Ford地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +10.823 + \underset{\substack{(0.738) \\ ---}}{-0.0762} \ln(t) + \underset{\substack{(0.096) \\ *}}{0.2476} \ln(P(t-10)) + \underset{\substack{(0.438) \\ ---}}{0.0356} \ln(R(t-10))$$

$$- \underset{\substack{(0.873) \\ ---}}{0.0056} \text{DMJAN} + \underset{\substack{(0.532) \\ ---}}{+0.0140} \text{DMFEB} + \underset{\substack{(0.432) \\ ---}}{+0.0182} \text{DMAPR} + \underset{\substack{(0.429) \\ ---}}{+0.0280} \text{DMMAY} - \underset{\substack{(0.330) \\ ---}}{0.0408} \text{DMJUN}$$

$$+ \underset{\substack{(0.723) \\ ---}}{+0.0159} \text{DMJUL} + \underset{\substack{(0.446) \\ ---}}{+0.0361} \text{DMAUG} + \underset{\substack{(0.371) \\ ---}}{+0.0429} \text{DMSEP} + \underset{\substack{(0.808) \\ ---}}{+0.0102} \text{DMOCT} + \underset{\substack{(0.693) \\ ---}}{+0.0178} \text{DMNOV}$$

$$+ \underset{\substack{(0.731) \\ ---}}{+0.0139} \text{DMDEC} + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{+0.9830} \text{AR}(1) + \underset{\substack{(0.069) \\ *}}{+0.2849} \text{MA}(1)$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.931, AIC=-2.914, BIC=-2.321

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 10ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

[式3-2-2-3. 天然ガス価格 - Permian地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +3.6032 + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.0118} \ln(t) + \underset{\substack{(0.010) \\ ***}}{0.3939} \ln(P(t-6)) + \underset{\substack{(0.080) \\ *}}{-0.0993} \ln(R(t-6))$$

$$-0.0240 \text{DMJAN} \underset{\substack{(0.610) \\ ---}}{-0.0143} \text{DMFEB} \underset{\substack{(0.695) \\ ---}}{+0.0394} \text{DMAPR} \underset{\substack{(0.170) \\ ---}}{+0.0610} \text{DMMAY} \underset{\substack{(0.873) \\ ---}}{+0.0088} \text{DMJUN}$$

$$+0.0264 \text{DMJUL} \underset{\substack{(0.667) \\ ---}}{+0.0285} \text{DMAUG} \underset{\substack{(0.659) \\ ---}}{+0.0339} \text{DMSEP} \underset{\substack{(0.612) \\ ---}}{+0.0483} \text{DMOCT} \underset{\substack{(0.458) \\ ---}}{+0.0256} \text{DMNOV}$$

$$+0.0003 \text{DMDEC} \underset{\substack{(0.996) \\ ---}}{+0.8254} \text{AR}(1) \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{+0.2748} \text{MA}(2)$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.896, AIC=-2.180, BIC=-1.587

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 6ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

[式3-2-2-4. 天然ガス価格 - Niobrara地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +5.1570 + \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.0556} \ln(t) + \underset{\substack{(0.015) \\ **}}{0.5238} \ln(P(t-12)) + \underset{\substack{(0.251) \\ ---}}{0.0836} \ln(R(t-12))$$

$$+0.0244 \text{DMJAN} \underset{\substack{(0.614) \\ ---}}{-0.0146} \text{DMFEB} \underset{\substack{(0.731) \\ ---}}{+0.0559} \text{DMAPR} \underset{\substack{(0.213) \\ ---}}{+0.0617} \text{DMMAY} \underset{\substack{(0.196) \\ ---}}{+0.0163} \text{DMJUN}$$

$$-0.0010 \text{DMJUL} \underset{\substack{(0.984) \\ ---}}{+0.0299} \text{DMAUG} \underset{\substack{(0.577) \\ ---}}{+0.0400} \text{DMSEP} \underset{\substack{(0.464) \\ ---}}{+0.0564} \text{DMOCT} \underset{\substack{(0.307) \\ ---}}{+0.0360} \text{DMNOV}$$

$$+0.0176 \text{DMDEC} \underset{\substack{(0.732) \\ ---}}{+0.9269} \text{AR}(1) \underset{\substack{(0.000) \\ ***}}{-0.4342} \text{MA}(1)$$

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.983, AIC=-1.884, BIC=-1.291

( )内はp値

N<sub>i</sub>(t)            t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)  
P(t-w)           原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)  
R(t-w)           米国月次長期金利 (% , US-FRB)            } ラグ月数 w; 12ヶ月でAIC/BIC最小  
DMM<sub>j</sub>            j月 月ダミー (3月基準)

[式3-2-2-5. 天然ガス価格 - Marcellus地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = +4.4383 + -0.0100 \cdot \ln(t) + 0.3749 \cdot \ln(P(t-4)) + -0.0216 \cdot \ln(R(t-4))$$

(0.000)	(0.002)	(0.000)	(0.514)	
***	***	***	---	

+0.0474*DMJAN	+0.0424*DMFEB	-0.0210*DMAPR	-0.0094*DMMAY	-0.0419*DMJUN
(0.019)	(0.004)	(0.143)	(0.624)	(0.065)
**	***	---	---	*

-0.0214*DMJUL	+0.0138*DMAUG	-0.0038*DMSEP	+0.0104*DMOCT	+0.0040*DMNOV
(0.390)	(0.587)	(0.881)	(0.688)	(0.872)
---	---	---	---	---

+0.0233*DMDEC	+ 0.8910*AR(1)			
(0.317)	(0.000)			
---	***			

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.961, AIC=-3.874, BIC=-3.316

( )内はp値

N <sub>i</sub> (t)	t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)	}	ラグ月数 w; 4ヶ月でAIC/BIC最小
P(t-w)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)		
R(t-w)	米国月次長期金利 (% , US-FRB)		
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)		

[式3-2-2-6. 天然ガス価格 - Haynesville地域天然ガス掘削リグ稼働数の関係推計結果]

$$\ln(N_i(t)) = -612.48 + -1.1346 \cdot \ln(t) + 0.5834 \cdot \ln(P(t-6)) + -0.1679 \cdot \ln(R(t-6))$$

(0.000)	(0.965)	(0.006)	(0.126)	
***	---	***	---	

-0.0769*DMJAN	+0.0211*DMFEB	+0.0868*DMAPR	+0.1601*DMMAY	+0.0975*DMJUN
(0.589)	(0.835)	(0.398)	(0.269)	(0.591)
---	---	---	---	---

+0.0267*DMJUL	+0.0978*DMAUG	+0.1053*DMSEP	+0.1323*DMOCT	+0.0057*DMNOV
(0.898)	(0.673)	(0.640)	(0.546)	(0.977)
---	---	---	---	---

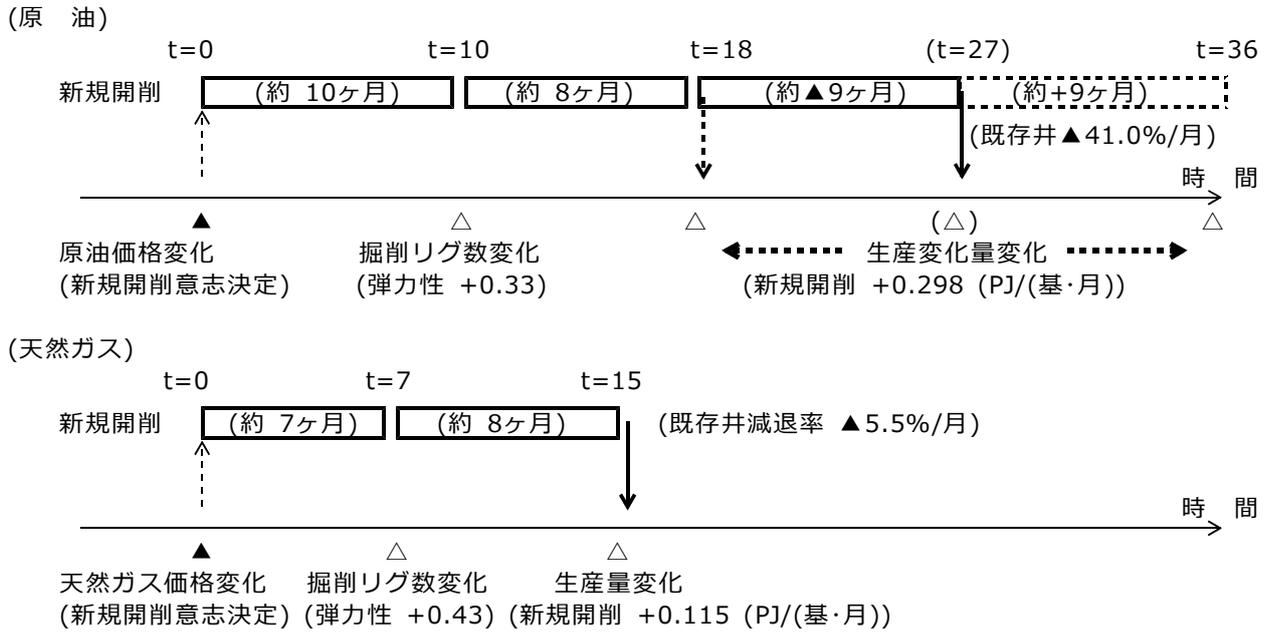
+0.0231*DMDEC	+ 1.0017*AR(1)	-0.9551*MA(5)		
(0.892)	(0.000)	(0.000)		
---	***	***		

\* 90%有意, \*\* 95%有意, \*\*\* 99%有意  
Adj R<sup>2</sup> = 0.957, AIC=-0.472, BIC= 0.121

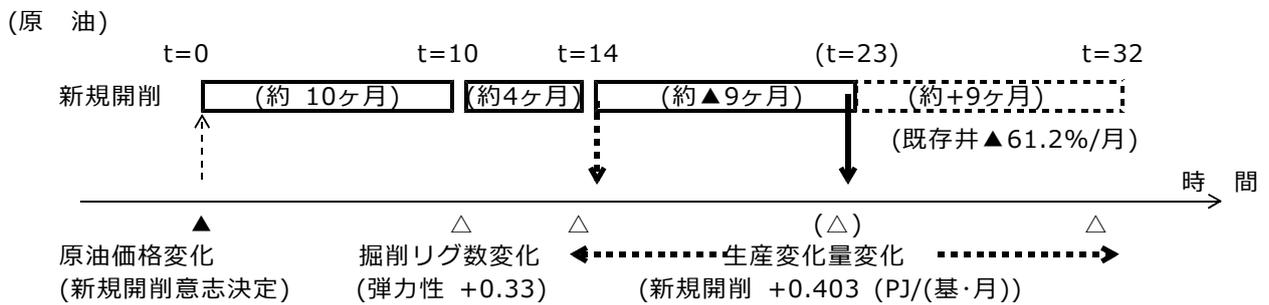
( )内はp値

N <sub>i</sub> (t)	t月の推計原油掘削リグ稼働数 (基/月)	}	ラグ月数 w; 6ヶ月でAIC/BIC最小
P(t-w)	原油価格 (\$/bbl, WTI, 2000年実質)		
R(t-w)	米国月次長期金利 (% , US-FRB)		
DMM <sub>j</sub>	j月 月ダミー (3月基準)		

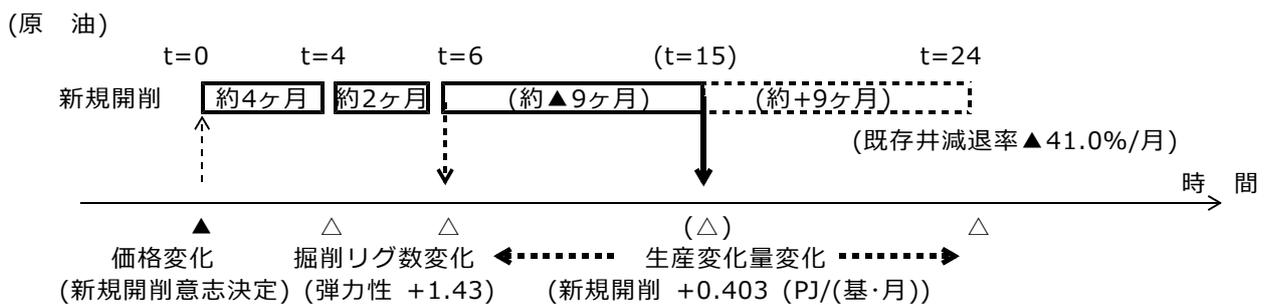
[図4-1-1-1. 米国主要シェールオイル産出地域での原油・天然ガス価格変化と生産量変化]  
(2010年1月～2015年1月 全期間 実績平均値)



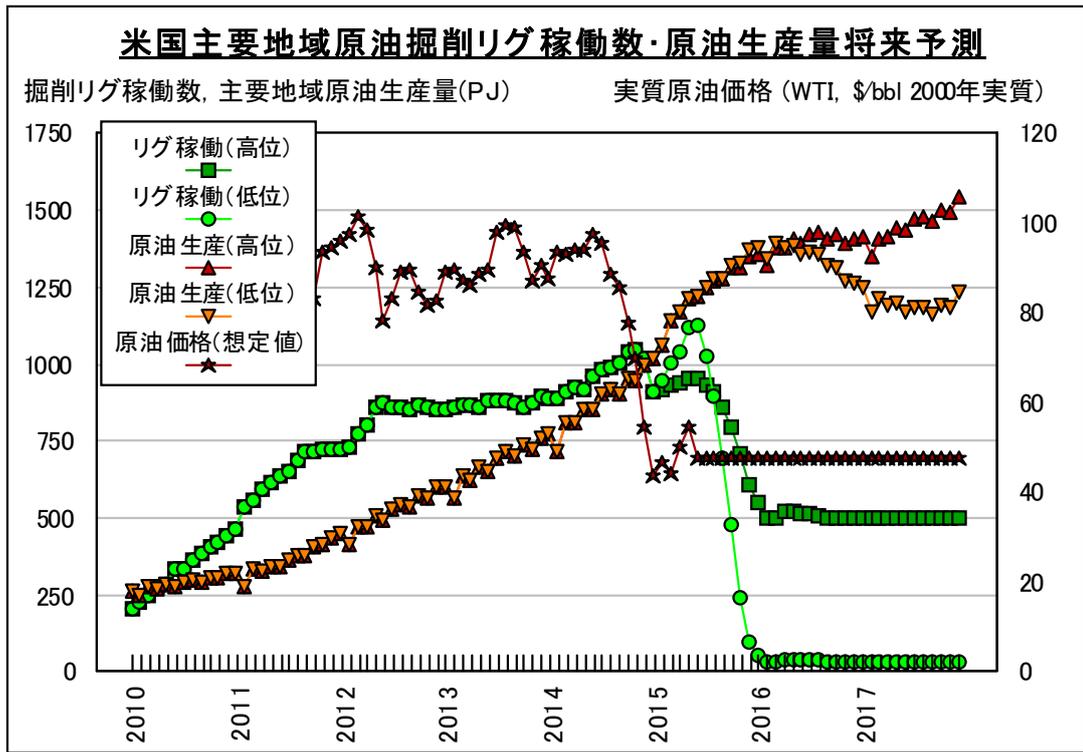
(2012年1月～2015年1月「直近3年間」実績平均値)



[図4-1-2-1. 米国主要シェールオイル産出地域での原油・天然ガス価格変化と生産量変化]  
(実績中の「最短・最大」値)



[図4-2-2-1. 米国主要シェールオイル生産地域での原油掘削リグ稼働数・原油生産予測結果]



### 参考文献

1. US-DOE-EIA; Energy Information Administration Database (2015年3月現在)  
<http://www.eia.gov/>
2. US-DOC-BEA; Bureau of Economic Analysis Database (2015年3月現在)  
<http://www.bea.gov/>
3. US-FRB; US FEDERAL RESERVE; Historical data of selected interest rates, Federal Funds - Effective (2015年3月現在)  
<http://www.federalreserve.gov/>
4. Baker Hughes Co. ; US Land Rig Count (2015年 3月現在)  
<http://www.bakerhughes.com/>
5. 野神隆之「市場関係者による最近の石油市場に関する分析」(2015年2月)  
独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, mimeo
6. 野神隆之「石油市場を巡る情勢」(2015年2月)  
独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構, mimeo
7. 伊原賢「坑井仕上げの進化 - シェールガス開発技術のタイトオイル開発への適用」  
(2011年1月) 独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構/石油調査部レポート
8. 伊原賢「シェールからのガスや油の生産技術を掘り下げる」(2012年2月)  
独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構/石油調査部レポート

